

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LAS
INSTALACIONES DE LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

LUIS ADRIÁN CANGUI TERÁN
Luiscangui@yahoo.com

FREDDY MAURICIO SALAZAR ESCOBAR
mausalazarepn@hotmail.com

DIRECTOR: ING. BLADIMIR CERÓN
ivcgoil@yahoo.es

Quito, Junio 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, SALAZAR ESCOBAR FREDDY MAURICIO, CANGUI TERÁN LUIS ADRIÁN, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MAURICIO SALAZAR ESCOBAR

ADRIÁN CANGUI TERÁN

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Freddy Mauricio Salazar Escobar y Luis Adrián Cangui Terán, bajo mi supervisión.

ING. BLADIMIR CERÓN
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme haberme permitido lograr uno de mis más ansiados sueños, a mis padres pilar fundamental de mi educación, a mi familia por el apoyo incondicional recibido en todo momento, a todas las personas que han me han tendido una mano cuando lo he necesitado.

A la Escuela Politécnica Nacional, a mis profesores y a todas las personas que han colaborado en mi formación profesional.

A EP PETROECUADOR, empresa que nos brinda la oportunidad de realizar nuestro proyecto de titulación en sus instalaciones, de manera especial al Ing. Alexander Miño por guiarnos en el proceso.

Mauricio

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida junto a unos padres maravillosos que con su apoyo, comprensión y sobre todo su cariño han sabido impulsarme siempre para adelante.

A mis hermanos Marco y Verito, mí cuñada Shara y mis sobrinas Jenifer y Muñeca que siempre les llevo en mi corazón.

A mis abuelitos que siempre estuvieron pendientes en cada momento de mi vida.

A mis tíos y primos por darme siempre un buen consejo de superación y que siempre confiaron en mí.

A los verdaderos amigos que siempre estábamos en las buenas y en las malas situaciones que nos pone la vida.

Al Ingeniero Vladimir Cerón por la ayuda en el desarrollo de este proyecto, y al Ingeniero Alexander Miño por la apertura para la realización de este proyecto

ADRIÁN

DEDICATORIA

A Hugo y Elena, quienes han velado
Incansablemente por ver
realizado mi sueño

Mauricio

DEDICATORIA

A mis padres Victor e Isabel.

A mis hermanos Marco y Verito.

Y a mi familia por estar siempre unida.

ADRIÁN

CONTENIDO

| | |
|---|----------|
| CAPÍTULO 1 | 1 |
| DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ Y ANÁLISIS DE SUS INSTALACIONES DE SUPERFICIE..... | 1 |
| 1.1 CAMPO DRAGO | 1 |
| 1.1.1 UBICACIÓN | 1 |
| 1.1.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DRAGO | 2 |
| 1.1.2.1 DISTRIBUCIÓN ESTRUCTURAL DEL CAMPO DRAGO | 2 |
| 1.1.2.1.1 ARENISCA U SUPERIOR | 2 |
| 1.1.2.1.2 ARENISCA U INFERIOR..... | 3 |
| 1.1.2.1.3 ARENISCA T SUPERIOR..... | 5 |
| 1.1.3 INFORMACIÓN DE RESERVORIO Y FLUIDOS | 5 |
| 1.1.3.1 CÁLCULO DE POES Y RESERVAS | 6 |
| 1.1.4 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO..... | 7 |
| 1.1.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN | 8 |
| 1.1.6 INSTALACIONES DE SUPERFICIE..... | 8 |
| 1.1.6.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE | 8 |
| 1.1.6.1.1 LOCACIÓN DRAGO 01 | 9 |
| 1.1.6.1.2 LOCACIÓN CONDORAZO..... | 10 |
| 1.1.6.1.3 LOCACIÓN DRAGO ESTE | 11 |
| 1.1.6.1.4 LOCACIÓN DRAGO NORTE..... | 12 |
| 1.1.6.2 ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE ACTUALES DEL CAMPO DRAGO..... | 13 |
| 1.1.6.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE DEL CAMPO DRAGO | 13 |
| 1.1.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANAS PARA EL CAMPO DRAGO..... | 14 |
| 1.1.7.1 SISTEMAS A CONSIDERARSE EN EL CENTRO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN | 15 |
| 1.1.7.1.1 MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN (MANIFOLD)..... | 15 |
| 1.1.7.1.2 SEPARADORES DE PRODUCCIÓN | 15 |
| 1.1.7.1.3 TANQUE DE OLEODUCTO | 16 |
| 1.1.7.1.4 DEPURADOR O SCRUBBER DE GAS | 16 |
| 1.1.7.1.5 BOTA DE GAS | 16 |

| | | |
|-------------------|--|-----------|
| 1.1.7.1.6 | MECHEROS ECOLÓGICOS O TEA | 16 |
| 1.1.7.1.7 | SISTEMAS CONTRA INCENDIOS | 16 |
| 1.1.7.1.8 | TRATAMIENTO QUÍMICO E INYECCIÓN DE QUÍMICOS | 17 |
| 1.1.7.1.9 | SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA | 18 |
| 1.1.8 | IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO | 18 |
| 1.2 | CAMPO ARAZÁ | 20 |
| 1.2.1 | UBICACIÓN | 20 |
| 1.2.2 | INFORMACIÓN GEOLÓGICA | 21 |
| 1.2.2.1 | DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS ARENISCAS CON INTERÉS HIDROCARBURÍFERO | 21 |
| 1.2.2.1.1 | ARENISCA BASAL TENA | 21 |
| 1.2.2.1.2 | ARENISCA U INFERIOR | 21 |
| 1.2.2.1.3 | ARENISCA U INFERIOR | 21 |
| 1.2.2.1.4 | ARENISCA T SUPERIOR | 23 |
| 1.2.2.1.5 | ARENISCA T INFERIOR | 23 |
| 1.2.2.2 | ESQUEMA ESTRUCTURAL DEL ÁREA ARAZÁ | 23 |
| 1.2.3 | PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y RESERVAS | 23 |
| 1.2.4 | PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARAZÁ | 24 |
| 1.2.5 | SISTEMAS DE PRODUCCIÓN | 24 |
| 1.2.6 | INSTALACIONES DE SUPERFICIE | 24 |
| 1.2.6.2 | ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE ACTUALES DEL CAMPO ARAZÁ | 27 |
| 1.2.7 | IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO | 27 |
| CAPÍTULO 2 | | 28 |
| | TEORÍA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO Y NORMAS QUE SE DEBEN APLICAR | 28 |
| 2.1 | INTRODUCCIÓN | 28 |
| 2.2 | MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS (ROXAR) | 28 |
| 2.2.1 | COMPONENTES | 29 |
| 2.2.2 | PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO | 30 |
| 2.2.2.1 | MEDIDA DE LA PERMITIVIDAD DE LA MEZCLA | 30 |
| 2.2.2.2 | MEDIDA DE LA CONDUCTIVIDAD DE LA MEZCLA | 31 |
| 2.2.2.3 | MEDICIÓN DE VELOCIDAD POR CORRELACIÓN CRUZADA | 32 |

| | |
|--|----|
| 2.2.2.4. MEDICIÓN DE LA DENSIDAD DE LA MEZCLA | 33 |
| 2.2.2.5. MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD CON MEDIDOR VENTURI | 35 |
| 2.2.3. FUNCIONAMIENTO | 35 |
| 2.2.3.1. COMPUTADOR DE FLUJO | 35 |
| 2.2.3.2. DETERMINACIÓN DE LA COMPOSICIÓN. | 36 |
| 2.2.3.3. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD. | 37 |
| 2.3 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL (SCHLUMBERGER) | 38 |
| 2.3.1 COMPONENTES. | 39 |
| 2.3.1.1. MEDIDOR VENTURI | 39 |
| 2.3.1.2 CAJA DE VENTEO | 40 |
| 2.3.1.3 TRANSMISOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL | 40 |
| 2.3.1.4 TRANSMISOR DE PRESIÓN DE LÍNEA | 41 |
| 2.3.1.5 TRANSMISOR DE TEMPERATURA | 41 |
| 2.3.1.6 CONTENEDOR DE LA FUENTE | 41 |
| 2.3.1.7 FUENTE RADIOACTIVA | 41 |
| 2.3.1.8 CONTENEDOR DEL DETECTOR | 41 |
| 2.3.1.9 DETECTOR DE RADIOACTIVIDAD | 42 |
| 2.3.1.10 “T” CIEGA | 42 |
| 2.3.1.11 COMPUTADOR DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE FLUJO | 42 |
| 2.3.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO | 43 |
| 2.3.2.1 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD | 43 |
| 2.3.2.2 DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES DE PETRÓLEO, AGUA Y GAS | 44 |
| 2.3.2.3 TRIÁNGULO SOLUCIÓN | 46 |
| 2.3.2.4 DENSIDAD | 47 |
| 2.3.3 PARÁMETROS DE REFERENCIA | 48 |
| 2.4 MEDIDOR ULTRASÓNICO (GEOSERVICIOS)..... | 48 |
| 2.4.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN | 49 |
| 2.4.1.1 EFECTO DOPPLER | 52 |
| 2.4.1.1.1 DEMOSTRACIÓN DE LA FÓRMULA DEL EFECTO DOPPLER | 52 |
| 2.4.1.1.2 CONDICIÓN DE FUNCIONAMIENTO EFECTO DOPPLER.. | 54 |

| | |
|---|-----------|
| 2.4.1.1.3 TIEMPO DE TRANSITO DE SEÑAL. | 54 |
| 2.5 MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS (GEOSERVICES) | 56 |
| 2.5.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN | 57 |
| 2.5.1.1 MEDICIÓN DE CORRIMIENTO DE LA FASE. | 58 |
| 2.5.1.2 MEDICIÓN DIRECTA DE LA DEFLEXIÓN. | 58 |
| 2.6 NORMAS APLICADAS A LOS MEDIDORES | 59 |
| 2.6.1 MEDIDOR VENTURI | 59 |
| 2.6.2 NORMA API MPMS 5.8 PARA MEDIDOR ULTRASÓNICO | 60 |
| 2.6.2.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO. | 60 |
| 2.6.2.2 FLUJO BIDIRECCIONAL | 63 |
| 2.6.2.3 INSTALACIÓN | 63 |
| 2.6.2.3.1 ACONDICIONAMIENTO DE FLUJO. | 63 |
| 2.6.2.3.2 VÁLVULAS..... | 63 |
| 2.6.2.3.3 TUBERÍA. | 64 |
| 2.6.2.3.4 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS..... | 64 |
| 2.6.2.3.5 PARTE ELÉCTRICA..... | 64 |
| 2.6.3 NORMA API MPMS 5.6 PARA MEDIDORES CORIOLIS | 65 |
| 2.6.3.1 SENSOR DE FLUJO. | 65 |
| 2.6.3.1.1 CONFIGURACIÓN DEL SENSOR..... | 65 |
| 2.6.3.1.2 EXACTITUD DEL SENSOR. | 66 |
| 2.6.3.1.3 RANGOS DE PRESIÓN. | 67 |
| 2.6.3.1.4 PARTE ELÉCTRICA..... | 67 |
| 2.6.3.1.5 DOCUMENTACIÓN..... | 67 |
| 2.6.3.1.6 FLUJO BIDIRECCIONAL..... | 67 |
| 2.6.3.1.7 ORIENTACIÓN DEL SENSOR..... | 68 |
| 2.6.3.2 TRANSMISOR..... | 68 |
| 2.6.3.2.1 MEDIO AMBIENTE..... | 68 |
| 2.6.3.2.2 PARTE ELÉCTRICA..... | 68 |
| 2.6.3.2.3 FACILIDADES DE OPERACIÓN..... | 68 |
| 2.6.3.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA..... | 68 |
| 2.6.3.3.1 GENERALIDADES..... | 68 |
| 2.6.3.3.2 INSTALACIONES..... | 69 |
| CAPITULO 3..... | 71 |

| | |
|---|-----------|
| ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MÁS EFICIENTES, EN LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ..... | 71 |
| 3.1 INTRODUCCIÓN | 71 |
| 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS..... | 71 |
| 3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO DRAGO | 71 |
| 3.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO ARAZÁ | 72 |
| 3.3 ANÁLISIS TÉCNICO | 72 |
| 3.3.1 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS | 73 |
| 3.3.1.1 VENTAJAS..... | 73 |
| 3.3.1.2 DESVENTAJAS..... | 74 |
| 3.3.2 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL..... | 74 |
| 3.3.2.1 VENTAJAS | 75 |
| 3.3.2.2 DESVENTAJAS..... | 75 |
| 3.3.3 MEDIDOR ULTRASÓNICO..... | 76 |
| 3.3.3.1 VENTAJAS..... | 76 |
| 3.3.3.2 DESVENTAJAS..... | 77 |
| 3.3.4 MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS..... | 77 |
| 3.3.4.1 VENTAJAS..... | 78 |
| 3.3.4.2 DESVENTAJAS..... | 78 |
| 3.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO | 78 |
| 3.4.1 PARÁMETROS DE COMPARACIÓN DE LOS MEDIDORES | 79 |
| 3.5 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LAS GARGANTAS PARA EL VENTURI DE LOS MEDIDORES | 81 |
| 3.5.1 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA GARGANTA PARA EL VENTURI EN EL CAMPO DRAGO | 81 |
| 3.5.2 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA GARGANTA PARA EL VENTURI EN EL CAMPO ARAZÁ | 82 |
| 3.5.3 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL MEDIDOR PARA LOS CAMPOS GRAGO Y ARAZÁ | 83 |
| CAPÍTULO 4..... | 84 |
| ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO..... | 84 |

| | |
|--|-----------|
| 4.1 GENERALIDADES..... | 84 |
| 4.2 COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO | 85 |
| 4.2.1 MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS | 85 |
| 4.2.1.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN..... | 85 |
| 4.2.2 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL..... | 86 |
| 4.2.3 SEPARADOR DE PRUEBA | 87 |
| 4.2.3.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN | 87 |
| 4.2.3.2 COSTOS POR INSTALACIÓN DE EQUIPOS ADICIONALES | 87 |
| 4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA ... | 89 |
| 4.4 COSTOS POR MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA | 90 |
| 4.4.1 MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS | 90 |
| 4.4.1.1 COSTOS POR ASISTENCIA Y MANTENIMIENTO ANUAL | 90 |
| 4.4.1.2 COSTOS POR STOCK DE REPUESTOS REQUERIDOS..... | 91 |
| 4.4.2 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGIA DUAL..... | 92 |
| 4.4.2.1 COSTOS POR ASISTENCIA Y MANTENIMIENTO ANUAL | 92 |
| 4.4.2.2 COSTOS POR STOCK DE REPUESTOS REQUERIDOS | 92 |
| 4.4.3 SEPARADOR DE PRUEBA | 93 |
| 4.4.3.1 COSTOS DE MANTENIMIENTO | 93 |
| 4.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA. | 94 |
| CAPITULO 5..... | 97 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 97 |
| 5.1 CONCLUSIONES | 97 |
| 5.1.1 CAMPO DRAGO | 97 |
| 5.1.2 CAMPO ARAZÁ | 97 |
| 5.1.3 CONCLUSIONES GENERALES DE APLICACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO. | 98 |
| 5.1.4 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO ESTUDIADOS..... | 99 |
| 5.2 RECOMENDACIONES..... | 102 |
| 5.2.1 CAMPO DRAGO | 102 |

| | |
|---|------------|
| 5.2.2 CAMPO ARAZÁ | 103 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 104 |
| ANEXOS | 106 |
| ANEXO A | 107 |
| FOTOS DEL CAMPO DRAGO | 107 |
| 1. FACILIDADES TEMPRANAS | 108 |
| 2. TANQUES EMPERNADOS DE 10000 BARRILES DE CAPACIDAD. .. | 108 |
| 3. MECHERO | 109 |
| 4. POZO DRAGO NORTE 06 | 109 |
| 5. VARIADORES DE FRECUENCIA | 110 |
| 6. GENERADORES DE ENERGÍA | 110 |
| ANEXO B | 112 |
| FUENTE RADIATIVA DE BARIO | 112 |
| ANEXO C | 115 |
| TUBO VENTURI | 115 |
| ANEXO D | 117 |
| MANUAL DE USUARIO DEL SOFTWARE DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO .. | 118 |
| 1. COMPUTADORA DE ADQUISICIÓN DE DATOS (DAFC) | 118 |
| 2. COMPUTADORA DE SERVICIO | 118 |
| 3. ENLACE SERIAL MODBUS | 118 |
| 4. SISTEMA DAFC | 118 |
| 4.1 COMPUTADORA DE ADQUISICIÓN DE DATOS DE FLUJO (DAFC) | 118 |
| 4.1.1 DIODOS DE BAJO NIVEL PARA DIAGNÓSTICO. | 119 |
| 4.1.2 INICIALIZACIÓN DE LA DAFC | 120 |
| 4.1.3 DISPLAY LOCAL (OPCIONAL) | 120 |
| 4.1.4 CÓDIGO DE ERRORES. | 121 |
| 4.2 PROGRAMA PARA INTERFASE Y MANTENIMIENTO (GUI) | 121 |
| 4.2.1 MENÚ DESPLEGABLES | 122 |
| 4.2.2 OPERACIÓN | 125 |
| 4.2.3 COMO CONECTARSE A LA DAFC. | 125 |
| 4.2.4 CONFIGURACIÓN MODBUS | 125 |
| 4.2.5 CONFIGURACIÓN DE LA DAFC | 126 |

| | |
|--|-----|
| 4.2.5.1 GUARDAR UNA CONFIGURACIÓN..... | 126 |
| 4.2.5.2 ABRIR UNA CONFIGURACIÓN | 126 |
| 4.2.6 PERFIL DE UN POZO | 126 |
| 4.2.7 PROTECCIÓN CON CLAVE | 127 |
| 4.2.8 REFERENCIA..... | 127 |
| 4.2.8.1 REFERENCIA DE TUBO EN VACÍO | 127 |
| 4.2.8.2 PUNTO DE REFERENCIA DE UN FLUIDO | 128 |
| 4.2.8.3 INGRESO DE DATOS DE REFERENCIA DEL OPERADOR | 129 |
| 4.2.9 AJUSTE A CERO DEL DPV | 130 |
| 4.2.10 COMPENSACIONES DE DESVIACIÓN DE MEDIDAS DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN | 130 |
| 4.2.11 MEDICIONES | 130 |
| 4.2.12 METERING | 131 |
| 4.2.13 DIFERENCIAL DE PRESIÓN DINÁMICA (DP) | 131 |
| 4.2.14 TRIÁNGULO | 131 |
| 4.2.15 GRÁFICOS DE TENDENCIAS..... | 132 |
| 4.2.16 FILTRO PASA BAJOS | 132 |
| 4.2.17 MODELO PVT | 132 |
| 4.2.18 CÁLCULOS DE LAS ATENUACIONES MÁNICAS | 133 |
| 4.2.19 MODELO PVT BLACK OIL | 133 |
| 4.2.20 MODELO PVT PARA EL CLIENTE | 134 |
| 4.2.21 MODO DE MONITOREO PERMANENTE | 135 |
| 4.2.22 ENLACE MCM | 136 |
| 4.2.23 MANEJO DE ARCHIVOS Y DISCO | 137 |

GRÁFICOS

CAPÍTULO 1

| | |
|--|----|
| GRÁFICO 1.1 | |
| UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO | 1 |
| GRÁFICO 1.2 | |
| MAPA ESTRUCTURAL U SUPERIOR | 3 |
| GRÁFICO 1.3 | |
| CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO | 4 |
| GRÁFICO 1.4 | |
| MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE U INFERIOR | 4 |
| GRÁFICO 1.5 | |
| MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE T SUPERIOR | 5 |
| GRÁFICO 1.6 | |
| UBICACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO DRAGO | 8 |
| GRÁFICO 1.7 | |
| LOCACIÓN DRAGO - 01 | 9 |
| GRÁFICO 1.8 | |
| LOCACIÓN CONDORAZO | 10 |
| GRÁFICO 1.9 | |
| LOCACIÓN DRAGO ESTE | 11 |
| GRÁFICO 1.10 | |
| LOCACIÓN DRAGO NORTE | 12 |
| GRÁFICO 1.11 | |
| CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LOCACIÓN DRAGO ESTE | 18 |
| GRÁFICO 1.12 | |
| CONFIGURACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE PARA LA LOCACIÓN DRAGO ESTE CON SEPERADOR DE PRUEBA..... | 19 |
| GRÁFICO 1.13 | |
| UBICACIÓN DEL CAMPO ARAZÁ | 20 |
| GRÁFICO 1.14 | |
| MAPA ESTRUCTURAL DEL ÁREA ARAZÁ | 22 |

| | |
|---|----|
| GRÁFICO 1.15 | |
| ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE DEL CAMPO ARAZÁ..... | 25 |
| GRÁFICO 1.16 | |
| ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA..... | 26 |
| CAPÍTULO 2 | |
| FIGURA 2.1 | |
| CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS | 29 |
| FIGURA 2.2. | |
| VARIACIÓN DE LA CAPACITANCIA RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS | 31 |
| FIGURA 2.3. | |
| CONDUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS ..32 | |
| FIGURA 2.4. | |
| ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL DENSÍMETRO | 34 |
| FIGURA 2.5. | |
| DENSIDAD DE LA MEZCLA EN FUNCIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS | 34 |
| FIGURA 2.6 | |
| ESQUEMA DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL | 39 |
| FIGURA 2.7. | |
| TRIÁNGULO SOLUCIÓN..... | 46 |
| FIGURA 2.8 | |
| MEDIDOR ULTRASÓNICO | 49 |
| FIGURA 2.9 | |
| TRANSDUCTORES ULTRASONICOS..... | 50 |
| FIGURA 2.10 | |
| COMBINACIÓN MATRICIAL DE CINCO RAYOS PARA TRNASFERENCIA DE CUSTODIA..... | 51 |
| FIGURA 2.11 | |

| | |
|--|----|
| EJEMPLO DE EFECTO DOPLER..... | 53 |
| FIGURA 2.12 | |
| PRINCIPIO DE EFECTO DOPPLER..... | 54 |
| FIGURA 2.13 | |
| TIEMPO DE TRÁNSITO DE SEÑAL | 55 |
| FIGURA 2.14 | |
| MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS | 56 |
| FIGURA 2.15 | |
| TUBO DEL MEDIDOR SIN FLUJO | 58 |
| FIGURA 2.16 | |
| TUBO DEL MEDIDOR EN CONDICIONES DE FLUJO | 59 |
| .FIGURA 2.17. | |
| ESQUEMA DE UN TUBO VENTURI | 60 |
| FIGURA 2.18 | |
| INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO | 61 |
| GRÁFICA 2.19 | |
| ESPECIFICACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS | 66 |
| FIGURA 2.20 | |
| ESQUEMA TÍPICO DE INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS | 69 |
| CAPÍTULO 3 | |
| GRAFICO 3.1 | |
| RANGO DE OPERACIONES DE LAS GARGANTAS..... | 81 |
| CAPÍTULO 4 | |
| GRÁFICO 4.1 | |
| COSTOS DE IMPLMEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA | 89 |
| GRÁFICO 4.2 | |
| COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADORES DE PRUEBA..... | 95 |
| CAPITULO 5 | |
| FIGURA 5.1 | |

| | |
|--|-----|
| CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LOCACIÓN DRAGO ESTE | 102 |
| FIGURA 5.2 | |
| CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA CAMPO ARAZÁ..... | 103 |
| ANEXOS | |
| ANEXO A..... | 107 |
| FOTOS DEL CAMPO DRAGO | 107 |
| ANEXO B | |
| FUENTE RADIATIVA DE BARIO | 110 |
| ANEXO C | |
| TUBO VENTURI..... | 115 |
| ANEXO D | 117 |
| FIGURA D.1 | |
| SERVICECOMPUTER CON LA INFORMACIÓN DE LA CARPETA "METERING" | 122 |
| FIGURA D.2 | |
| REFERENCIA DE TUBO EN VACÍO | 128 |
| FIGURA D.3 | |
| VISCOSIDAD DEL LÍQUIDO | 134 |
| FIGURA D.4 | |
| VENTANA DE REGISTRO DE SESIÓN..... | 135 |
| FIGURA D.5 | |
| CUADRO DE DIALOGO MCM LINK | 137 |
| FIGURA D.6 | |
| MANEJO DE ARCHIVOS Y DISCO..... | 138 |

TABLAS

CAPÍTULO 1

| | |
|---|----|
| TABLA 1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS..... | 6 |
| TABLA 1.2 CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO..... | 6 |
| TABLA 1.3 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO..... | 7 |
| TABLA 1.4 PARÁMETROS PETROFÍSICOS, POES Y RESERVAS DEL CAMPO ARAZÁ..... | 24 |
| TABLA 1.5 PRODUCCIÓN PROMEDIO CAMPO ARAZÁ..... | 24 |

CAPÍTULO 2

| | |
|--------------------------------------|----|
| TABLA 2.1 RANGO DE OPERACIÓN..... | 36 |
|--------------------------------------|----|

CAPÍTULO 3

| | |
|--|----|
| TABLA 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO DRAGO..... | 72 |
| TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO ARAZÁ | 72 |
| TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS..... | 73 |
| TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR VENTURI-GAMMA DE ENERGÍA DUAL..... | 74 |
| TABLA 3.5 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR ULTRASÓNICO..... | 76 |
| TABLA 3.6 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS..... | 77 |
| TABLA 3.7 | |

| | |
|--|----|
| CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO..... | 80 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| TABLA 3.8 PRODUCCIÓN DRAGO ESTE..... | 82 |
|---|----|

| | |
|------------------------------------|----|
| TABLA 3.9 PRODUCCIÓN ARAZÁ..... | 82 |
|------------------------------------|----|

| | |
|--|----|
| TABLA 3.10 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL MEDIDOR PARA LOS CAMPOS GRAGO Y ARAZÁ | 83 |
|--|----|

CAPÍTULO 4

| | |
|--|----|
| TABLA 4.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS..... | 85 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| TABLA 4.2 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL..... | 86 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| TABLA 4.3 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL SEPARADOR..... | 87 |
|--|----|

| | |
|---------------------------------------|----|
| TABLA 4.4 EQUIPOS ADICIONALES..... | 88 |
|---------------------------------------|----|

| | |
|--|----|
| TABLA 4.5 COSTOS TOTALES POR IMPLEMENTACIÓN DE SEPARADOR DE PRUEBA..... | 88 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| TABLA 4.6 COSTOS POR PERSONAL DE SERVICIO TÉCNICO POR AÑO..... | 91 |
|---|----|

| | |
|---|-----|
| TABLA 4.7 LISTADO DE REPUESTOS REQUERIDOS..... | 91. |
|---|-----|

| | |
|---|----|
| TABLA 4.8 COSTOS POR PERSONAL DE SERVICIO TÉCNICO POR AÑO..... | 92 |
|---|----|

| | |
|---|----|
| TABLA 4.9 LISTADO DE REPUESTOS REQUERIDOS..... | 93 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| TABLA 4.10 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA.... | 94 |
|--|----|

CAPÍTULO 5

| | |
|--|-----|
| TABLA 5.1 COSTOS DE IMPLEMENTACION Y MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES..... | 100 |
| TABLA 5.2 GARGANTAS SELECCIONADAS SEGÚN EL CAMPO..... | 100 |
| TABLA 5.3 GARGANTAS SELECCIONADAS SEGÚN EL CAMPO..... | 101 |
| ANEXOS | |
| TABLA D.1 DISPLAY..... | 120 |
| TABLA D.2 CÓDIGO DE ERRORES..... | 121 |

ECUACIONES

CAPÍTULO 2

| | |
|---|----|
| ECUACIÓN (2.1) PERMITIVIDAD TOTAL..... | 30 |
| ECUACIÓN (2.2) PERMITIVIDAD TOTAL EN FUNCIÓN DE LA CONSTANTE DIELÉCTRICA..... | 37 |
| ECUACIÓN (2.3) PERMITIVIDAD TOTAL EN FUNCIÓN DE LA CONDUCTIVIDA..... | 37 |
| ECUACIÓN (2.4) DENSIDAD TOTAL..... | 37 |
| ECUACIÓN (2.5) SUMATORIA DE LAS FRACCIONES..... | 37 |
| ECUACIÓN (2.6) TASA TOTAL DEL FLUJO. | 40 |
| ECUACIÓN (2.7) ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA PARA UNA FACE..... | 44 |
| ECUACIÓN (2.8) ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA PARA TRES FACES..... | 44 |
| ECUACIÓN (2.9) ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA PARA TRES FACES Y 32 KEV..... | 45 |
| ECUACIÓN (2.10) ATENUACIÓN DE LA ENERGÍA PARA TRES FACES Y 81 KEV..... | 45 |
| ECUACIÓN (2.11) SUMATORIA DE LAS FRACCIONES VOLUMÉTRICAS DE LOS FLUIDO..... | 45 |
| ECUACIÓN (2.12) RELACIÓN AGUA LÍQUIDO..... | 47 |
| ECUACIÓN (2.13) FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DEL AGUA..... | 47 |
| ECUACIÓN (2.14) FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DEL PETRÓLEO..... | 47 |
| ECUACIÓN (2.15) CAUDAL..... | 49 |
| ECUACIÓN (2.16) | |

| | |
|---|-----|
| EFFECTO DOPPLER..... | 52 |
| ECUACIÓN (2.17) FACTOR DE LORENTZ..... | 52 |
| ECUACIÓN (2.18) EMISOR DE ONDA..... | 52 |
| ECUACIÓN (2.19) LA FRECUENCIA RESULTANTE CUANDO SE ACERCAN LOS TRENES ... | 54 |
| ECUACIÓN (2.20) LA FRECUENCIA RESULTANTE CUANDO SE ALEJAN LOS TRENES | 54 |
| ECUACIÓN (2.21) VELOCIDAD MEDIA DEL FLUIDO..... | 55 |
| ECUACIÓN (2.22) TASA DE FLUJO VOLUMÉTRICA | 56 |
| ANEXOS | |
| ECUACIÓN D 1 COMPENSACIÓN DE DESVIACIÓN..... | 130 |
| ECUACIÓN D 2 DIFERENCIAL DE PRESIÓN DINÁMICA..... | 131 |

SIMBOLOGÍA

| | |
|-----------------------|-----------------------------------|
| GOR | Gas – Oil Relation |
| BO | Factor Volumétrico del petróleo |
| API | American Petroleum Institute |
| US | Arena U Superior |
| UI | Arena U Inferior |
| TI | Arena T Inferior |
| TS | Arena T Superior |
| POES | Petróleo original en sitio |
| BPPD | Barriles de petróleo por día |
| BAPD | Barriles de agua por día |
| BFPD | Barriles de fluido por día |
| BSW | Basic sediments and water |
| PCD | Pies cúbicos por día |
| HO | Espesor Inicial |
| Sw | Saturación de Agua |
| N | Petróleo Inicial en el Yacimiento |
| FR | Factor de recobro |
| RPM | Revoluciones por minuto |
| GPM | Galones por minuto |
| HP | Caballos de fuerza |
| ϵ_{total} | Permitividad total |
| ϵ_{agua} | Permitividad del agua |
| $\epsilon_{petróleo}$ | Permitividad del petróleo |
| ϵ_{gas} | Permitividad del gas |
| ϵ | Constante dieléctrica del fluido |
| σ | Conductividad |
| ρ | Densidad |
| x | Fracción de agua |
| y | Fracción de petróleo |
| z | Fracción de gas |
| WLR | Water Liquid relation |

| | |
|------------------------------|--|
| Q | La Tasa total del flujo (mezcla) |
| ΔP | Presión diferencial |
| WVF | Fracción en volumen de agua |
| GVF | Fracción en volumen de gas |
| OVF | Fracción en Volumen de Petróleo |
| v | Velocidad |
| a | Área |
| KeV | Kilo electrón Voltios |
| f | Frecuencia del emisor |
| f' | Frecuencia del receptor |
| γ | Factor de Lorentz |
| C | Velocidad del sonido |
| m | Masa |
| ISO | International Organization for Standardization |
| ASME | American Association of mechanical Engineers |
| MPMS | Multi Phase measure systems |
| IEM | Interferencia Electromagnética |

RESUMEN

En el presente trabajo: “ESTUDIO TÉCNICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LAS INSTALACIONES DE LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ”, se analizaron varios aspectos, a continuación se describe brevemente el trabajo.

Se realiza una descripción general de los campos, describiendo su ubicación, el tipo de yacimiento, producción e instalaciones de superficie implementadas en cada campo, así también se realiza un análisis de las mismas.

Se describen los principios sobre los cuales se sustenta el funcionamiento de los nuevos equipos usados en la medición de flujo multifásico, así como también describe el funcionamiento, construcción y las mejores combinaciones de dispositivos de medición de flujo, los mismos que nos ayudan a determinar valores más exactos de las fracciones de petróleo, gas y agua, presentes en el flujo.

Se analiza cual es el medidor de flujo multifásico más óptimo a ser implementado en cada campo, tomando en cuenta las características de los fluidos producidos en los mismos y extrapolando con las especificaciones técnicas y operativas de los medidores de flujo multifásico y las facilidades de cada campo.

Adicionalmente se realiza el estudio económico que complementa el presente proyecto, se realiza el análisis de costos en el cual se demuestra la aplicabilidad del proyecto, de acuerdo a las diferencias económicas entre el uso de un separador de prueba y el empleo de medidores de flujo multifásico, se concluye que los costos de implementación y mantenimiento son inferiores para el proyecto de instalación y operación de medidores de flujo multifásico.

Al final se presentan las conclusiones y recomendaciones para cada campo en cuanto al tipo de medidor a ser instalado.

PRESENTACIÓN

En la actualidad la tecnología avanza día a día y en los campos que opera EP Petroecuador, se evidencia que gran parte de los sistemas de producción están fuera de uso o son obsoletos y muchos de los fabricantes ya no producen repuestos para las mismas.

La medición de flujo de petróleo con características adecuadas, es un proceso fundamental en la industria hidrocarburífera, por tanto es importante la implementación de nuevas tecnologías que permitan una exactitud, precisión y control a tiempo real del fluido.

El presente proyecto lleva de título “Estudio Técnico para la Implementación de Medidores de Flujo Multifásico en las Instalaciones de los Campos Drago y Arazá”, el cual tiene el objetivo implementar la mejor tecnología para la medición de flujo sobre todo por ser campos nuevos.

CAPÍTULO 1

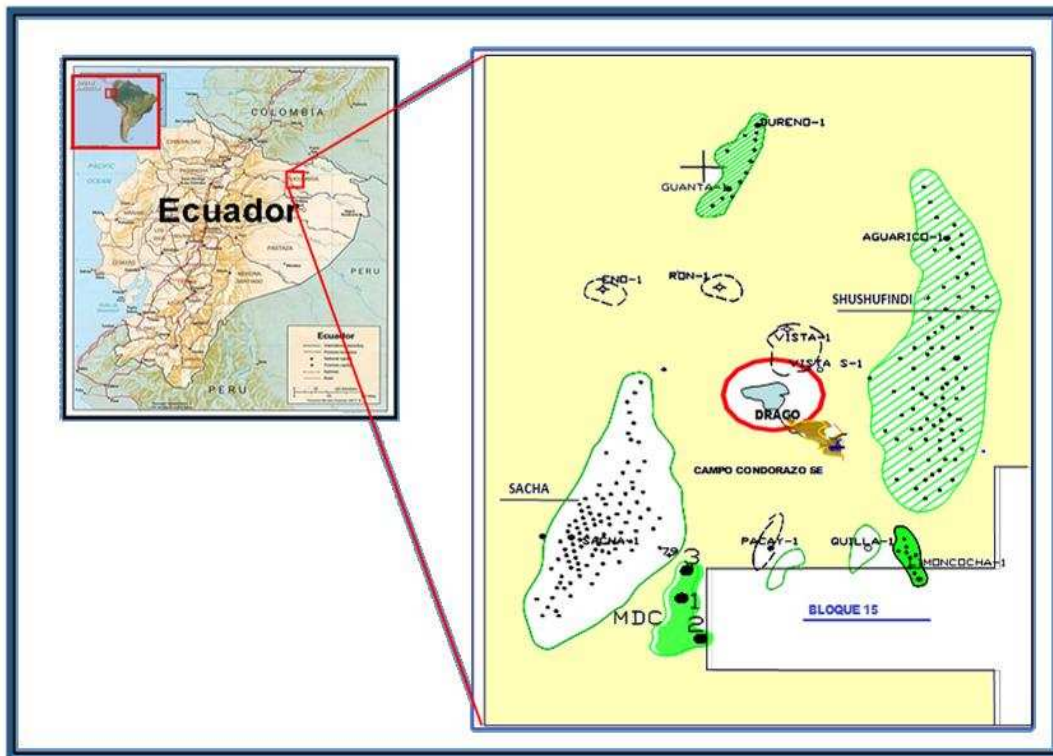
DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ Y ANÁLISIS DE SUS INSTALACIONES DE SUPERFICIE

1.1 CAMPO DRAGO

1.1.1 UBICACIÓN

El Campo Drago está ubicado en el eje de la Cuenca Oriente, forma parte del corredor Sacha-Shushufindi, en superficie se localiza en la provincia de Sucumbíos al Oeste del Campo Shushufindi. Su estructura fue definida con las campañas de sísmica 2D y se la ha detallado con sísmica 3D obtenida en los años 2002 – 2003.

GRÁFICO 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO



FUENTE: EP Petroecuador

1.1.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO DRAGO

La información geológica del Campo Drago nos muestra que la estructura inicia en la caliza A.

Al tope de la Caliza A, el alto estructural Drago forma parte de la Estructura Vista, la cual se presenta como un anticlinal alargado con una dirección preferencial norte sur, localizado al oeste de la gran estructura Shushufindi.

Dentro de la Estructura Vista, existe un cuerpo ígneo; el mismo que verticalmente ocupa un espacio apreciable desde la superficie de discordancia Pre cretácica hasta parte del ciclo depositacional U; mientras que realmente está distribuido en la parte alta de la estructura Vista. Este cuerpo Ígneo de condiciones físico químicas distintas a los estratos sedimentarios que lo rodean en el momento de su intrusión y depositación altera las propiedades petrofísicas de los estratos en contacto formando una zona impermeable, lo que permite la formación de un entrapamiento hidrocarburífero en el alto estructural Drago.

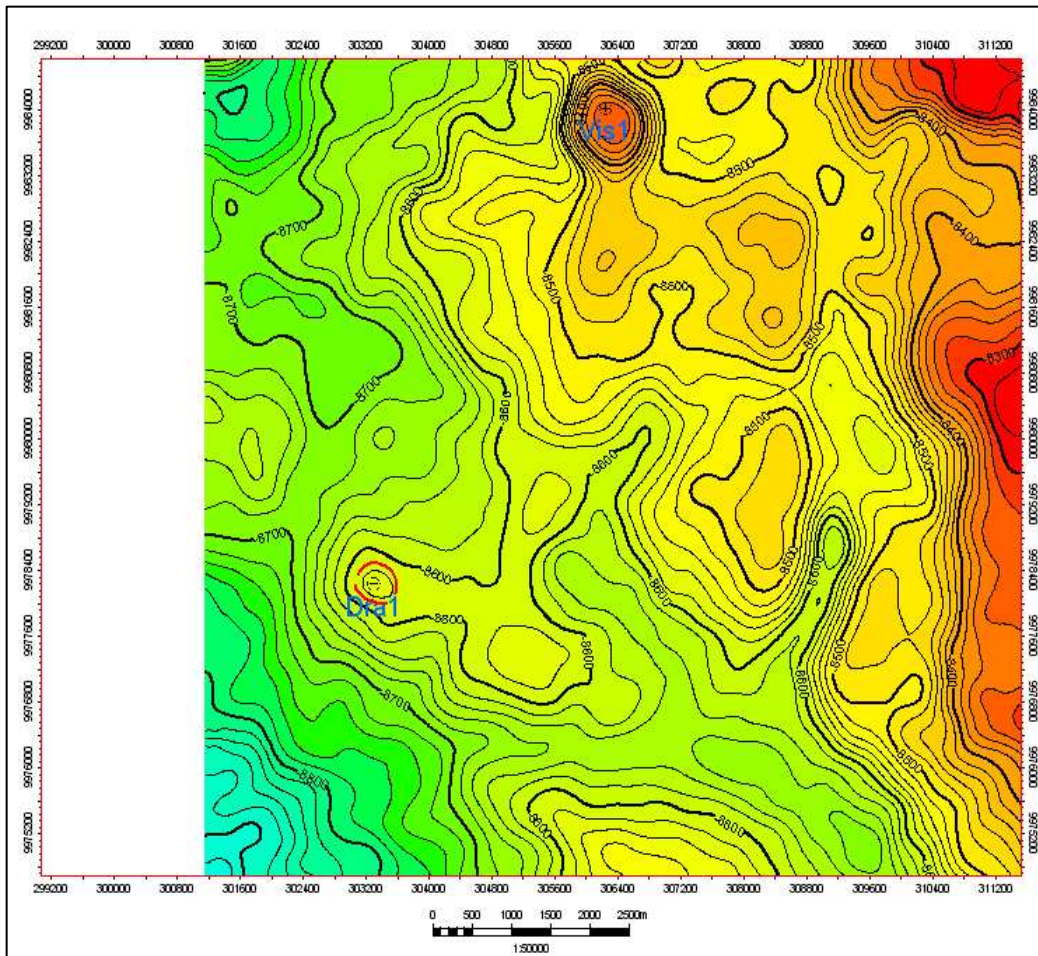
1.1.2.1 Distribución Estructural del Campo Drago

1.1.2.1.1 Arenisca U Superior

Se presenta un cierre estructural a nivel de este reservorio que está ubicado en -8595 pies de profundidad, el cual representa un pequeño anticlinal que tiene una orientación noroeste sureste con dos altos estructurales que están localizados en los extremos de esta estructura, uno de ellos confirmado en el pozo Drago 1.

Las dimensiones de la estructura son de 3.2 Kilómetros de largo y 1 kilómetro de ancho aproximadamente. El Grafico 1.2 contiene el mapa estructural de la Arena U superior.

GRÁFICO 1.2 MAPA ESTRUCTURAL U SUPERIOR

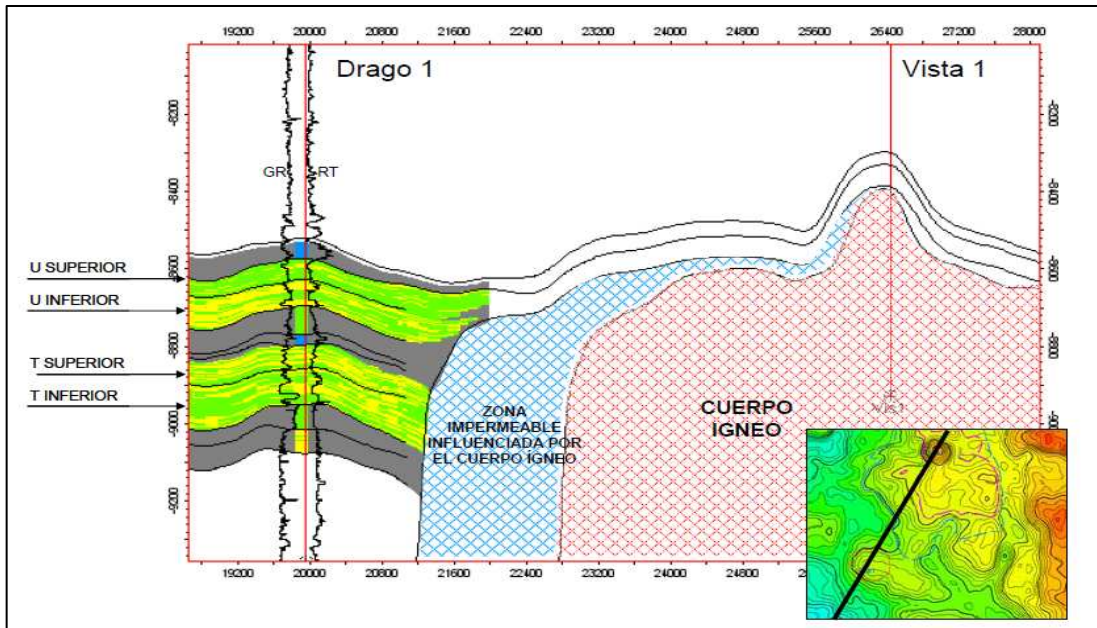


FUENTE: EP Petroecuador

1.1.2.1.2 Arenisca U Inferior

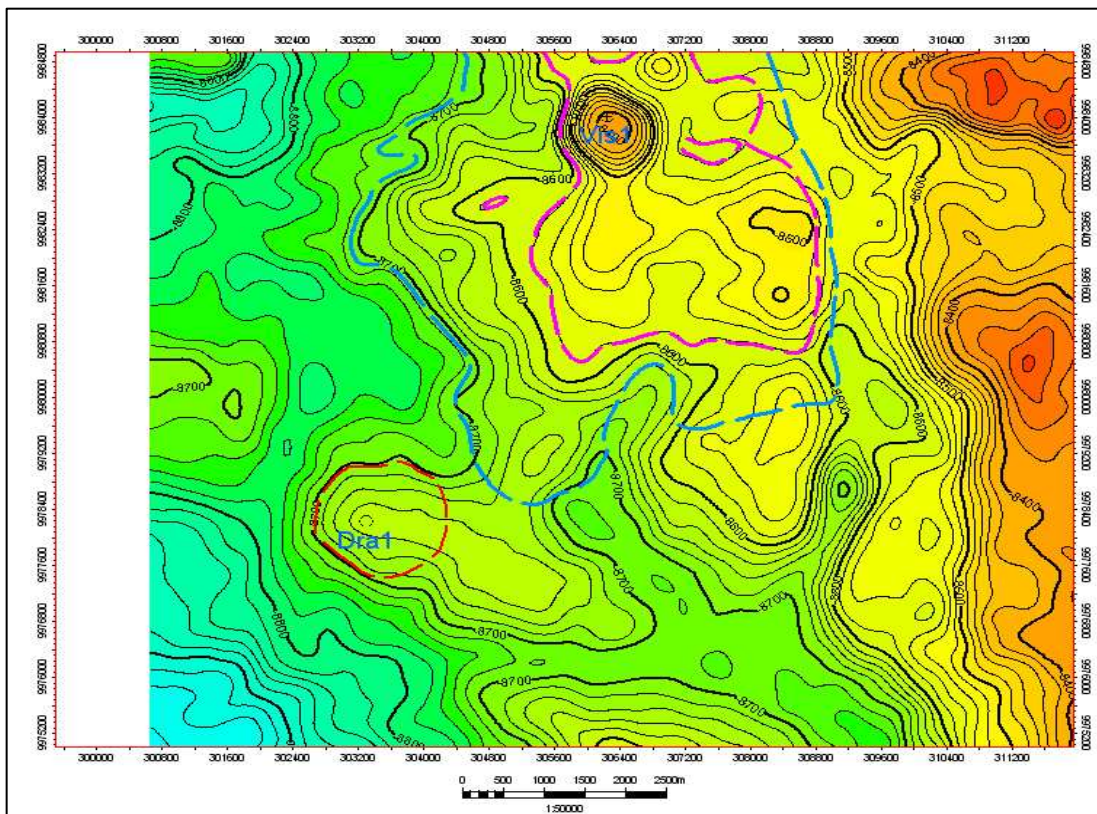
El cierre estructural a nivel del reservorio U inferior está ubicado en la profundidad de -8700 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura, en la parte norte cierra con la zona influenciada por un cuerpo ígneo, esta zona no considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago, representada como un anticlinal orientado noroeste sureste de aproximadamente 4.5 Km de largo y 1.9 Km de ancho. El Gráfico 1.3 muestra el corte Estructural Estratigráfico de la estructura.

GRÁFICO 1.3 CORTE ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICO



FUENTE: EP Petroecuador

GRÁFICO 1.4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE U INFERIOR

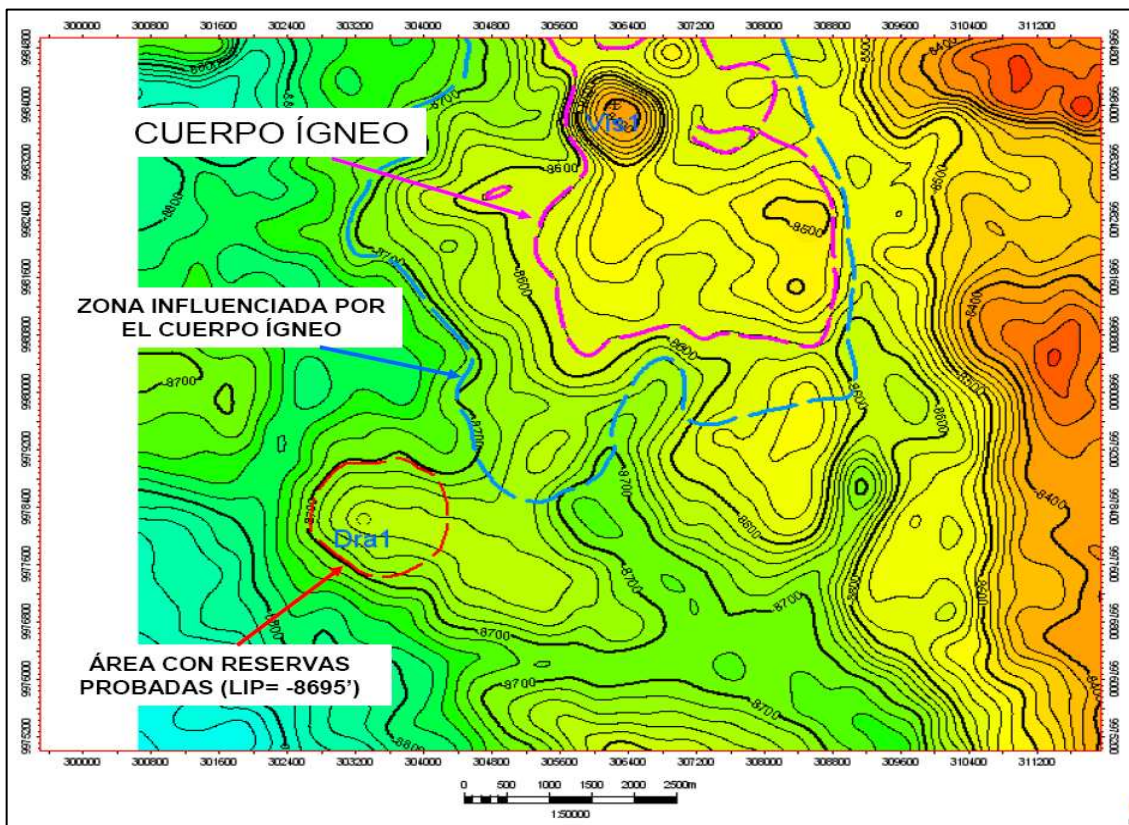


FUENTE: EP Petroecuador

1.1.2.1.3 Arenisca T Superior

Para el reservorio T superior, el cierre estructural es muy parecido al reservorio anterior, ubicado en la profundidad de -8860 pies para la parte sur, este y oeste de la estructura y en la parte norte cierra con la zona influenciada por el cuerpo ígneo, esta zona no es considerada como roca reservorio actúa como una barrera impermeable, permitiendo un entrapamiento de hidrocarburos en la estructura Drago de características estructurales iguales que el reservorio anterior, cuyo tamaño aproximado es 4.4 km de largo y 2.1 Km de ancho.

GRÁFICO 1.5 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE T SUPERIOR



FUENTE: EP Petroecuador

1.1.3 INFORMACIÓN DE RESERVORIO Y FLUIDOS

La distribución de los parámetros petrofísicos en cada uno de los reservorios está restringida a la distribución de las facies litológicas, partiendo de la evaluación petrofísica del pozo exploratorio Drago 01.

TABLA 1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

| arena | Presión de burbuja | Grado API | GOR | BO |
|-------|--------------------|-----------|-----|-------|
| US | 1,170 | 28.1 | 307 | 1.297 |
| UI | 1,100 | 27.9 | 280 | 1.23 |
| T | 1,300 | 33 | 280 | 1.37 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

1.1.3.1 Cálculo de POES y Reservas

El petróleo original en sitio fue calculado con ayuda del Software PETREL, el cual parte de un Modelamiento estructural tridimensional de cada uno de los reservorios, los mismos que son limitados por un techo (mapa estructural tope del reservorio) y por una base (Superficie cuya profundidad representa el límite inferior probado de hidrocarburo), este modelo está cuantificado como volumen de roca. Posteriormente dentro de este modelo se distribuyen sus facies litológicas con sus correspondientes parámetros petrofísicos dando como resultado el volumen de roca porosa y POES.

TABLA 1.2 CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

| CALCULO DE POES | | | | |
|------------------|---|--|---|--|
| YACIMIENTO | VOLUMEN DE ROCA (x 10 ⁶ m ³) | VOLUMEN DE ROCA POROSA (x 10 ⁶ acre-ft) | VOLUMEN DE HIDROCARBURO (x 10 ⁶ acre-ft) | POES STOIIIP oil (x 10 ⁶ stb) |
| ARENISCA "U SUP" | 3 | 0.000002 | 0.000001 | 0 |
| ARENISCA "U INF" | 68 | 0.002203 | 0.0011983 | 15 |
| ARENISCA "T SUP" | 37 | 0.001859 | 0.001673 | 13 |
| ARENISCA "T INF" | 5 | 0.000297 | 0.000267 | 2 |
| TOTAL | 113 | 0.004361 | 0.003924 | 30 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

1.1.4 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

Las reservas probables del Campo Drago bordean aproximadamente los treinta millones de barriles de petróleo, a la fecha de este proyecto la producción diaria promedio del campo es de 8,817¹ BPPD aproximadamente, provenientes de 11 pozos.

Sus arenas productivas son T Inferior, U Superior y U Inferior. La arena de la que produce cada pozo, así como la producción de petróleo y agua del campo se detalla en la tabla 1.1

La producción de gas del campo Drago bordea los 2'200.000 PCD.

TABLA 1.3 PRODUCCIÓN DEL CAMPO DRAGO

| POZO | BPPD | BAPD | BFPD | BSW % | PCD | Arena |
|--------------------|-------------|-------------|--------------|-----------|----------------|-------|
| DRG-1 | 399 | 94 | 493 | 19 | 109558 | UI |
| SUBT | 399 | 94 | 493 | 19 | 109558 | |
| CONDORAZO | | | | | | |
| CRZ | 123 | 192 | 315 | 61 | 31691 | UI |
| SUBT | 123 | 192 | 315 | 61 | 31691 | |
| DRAGO ESTE | | | | | | |
| DG-E 5D | 544 | 307 | 851 | 36 | 145737 | UI |
| DG-E-8D | 922 | 359 | 1281 | 28 | 230056 | TI |
| DG E-1 | 723 | 204 | 927 | 22 | 190401 | U |
| DG E 12D | 1839 | 38 | 1877 | 2 | 377863 | TI |
| SUBT | 4028 | 907 | 4935 | 18 | 944057 | |
| DRAGO NORTE | | | | | | |
| DG N-1 | 1275 | 5 | 1280 | 0,4 | 328135 | UI |
| DG N-6D | 829 | 62 | 891 | 7 | 216850 | UI |
| DG-N11D | 953 | 14 | 967 | 1 | 247792 | UI |
| DG N-15D | 909 | 9 | 918 | 1 | 236812 | UI |
| DG N-20D | 302 | 538 | 840 | 64 | 85105 | UI |
| SUBT | 4267 | 628 | 4895 | 13 | 1114694 | |
| TOTAL | 8817 | 1820 | 10637 | 17 | 2200000 | |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

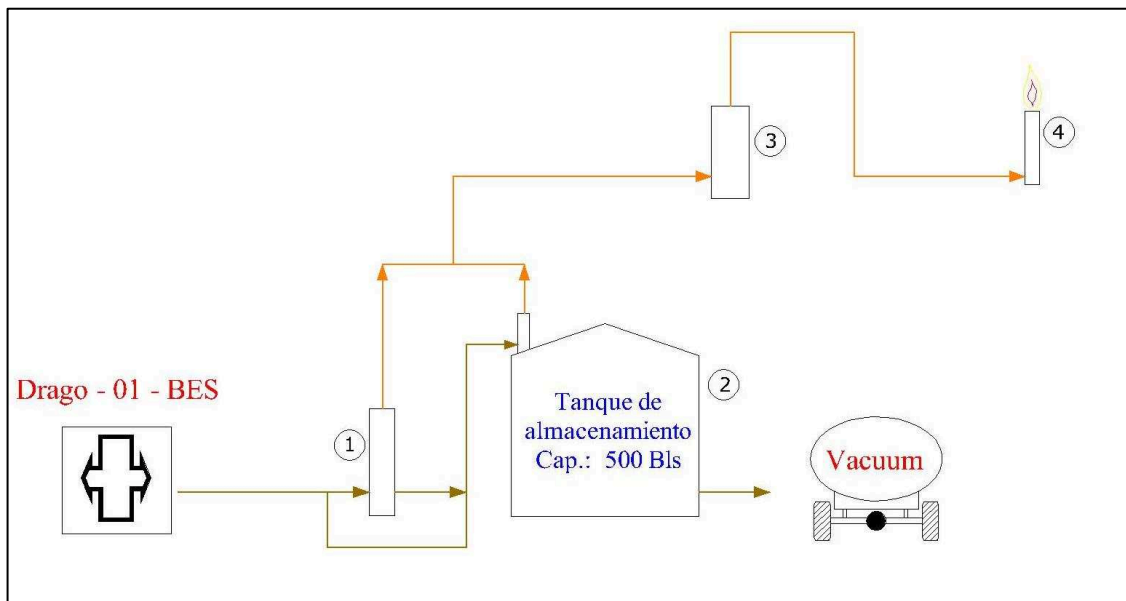
¹ Producción del mes de enero 2011

A continuación se describen las instalaciones implementadas actualmente en cada una de las locaciones del campo.

1.1.6.1.1 Locación Drago 01

La locación Drago – 01, recibe la producción del pozo del Drago – 01, las instalaciones de superficie se muestran en el Gráfico 1.7.

GRÁFICO 1.7 LOCACIÓN DRAGO - 01.



FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

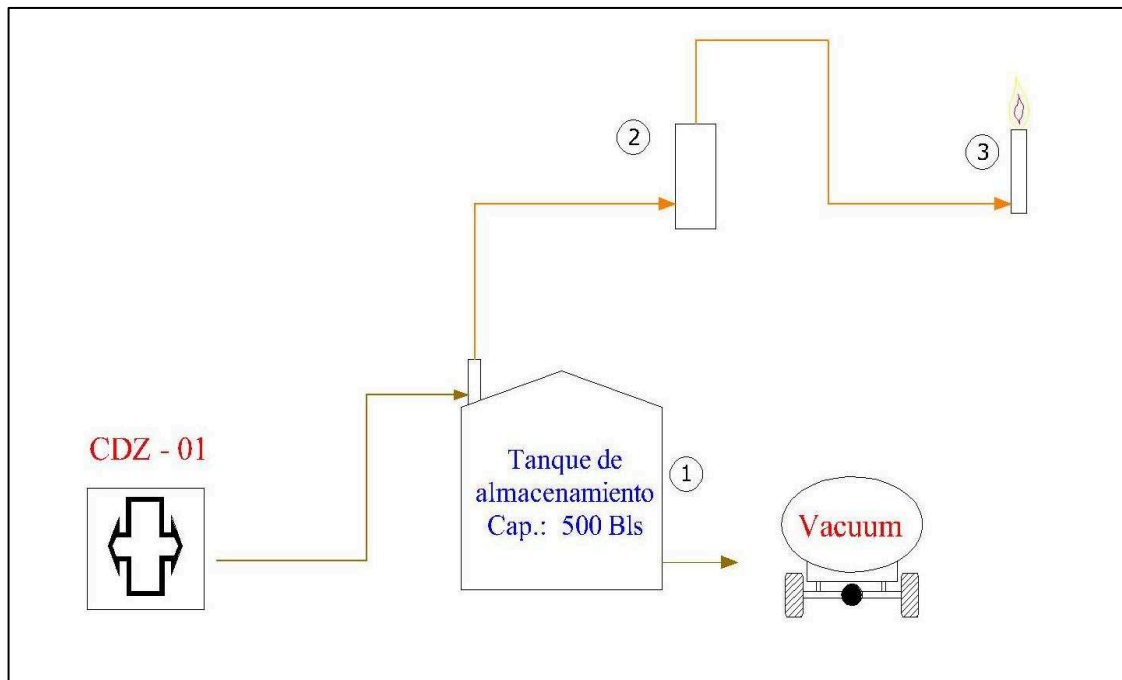
Como se puede observar en El Gráfico 1.7, las instalaciones de superficie están configuradas de la siguiente manera:

- Desde el cabezal del pozo Drago – 01 con línea de 4 ½” la producción es direccionada hacia la bota de gas.
- Bota de gas (1). Se encuentra aguas abajo a continuación del cabezal del pozo, aquí se separa el gas del líquido producido.
- Tanque de almacenamiento (2). Capacidadde 500 Barriles.
- Scrubber (3). Este se encuentra en la línea de salida del gas antes del mechero.
- Mechero (4). En el mechero se quema todo el gas producido.
- Línea de descarga. A la salida del tanque.

1.1.6.1.2 Locación Condorazo

La locación Condorazo, está adjunta al Campo Drago por su cercanía, recibe la producción del Pozo Condorazo – 01, las instalaciones de superficie se muestran en el Gráfico 1.8

GRÁFICO 1.8 LOCACIÓN CONDORAZO



FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

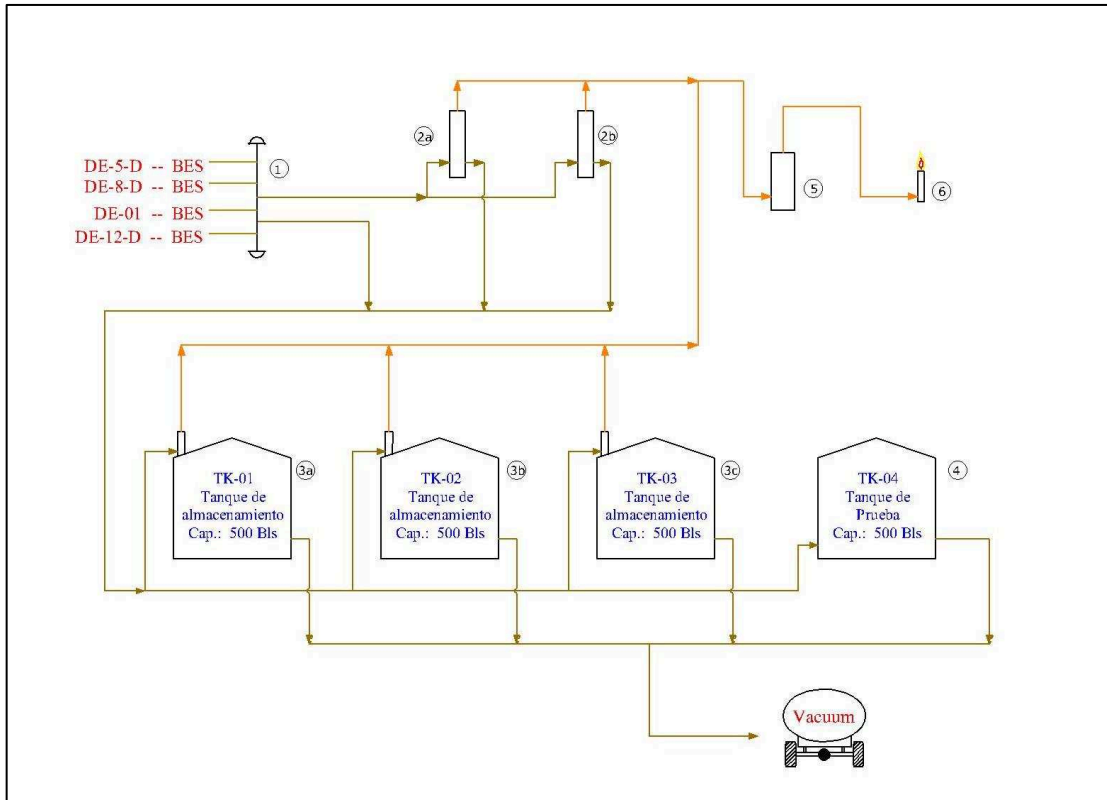
Como se puede observar en el Gráfico 1.8, las instalaciones de superficie están configuradas de la siguiente manera:

- Desde el cabezal del pozo Condorazo – 01 la producción es direccionada con línea de 4 ½" hacia el dispositivo ubicado en la parte superior del tanque de almacenamiento.
- Tanque de almacenamiento (1). Capacidadde 500 Barriles.
- Scrubber (2). Este se encuentra en la línea de salida del gas antes del mechero.
- Mechero (3). En el mechero se quema todo el gas producido.
- Línea de descarga. A la salida del tanque.

1.1.6.1.3 Locación Drago Este

En la locación Drago Este se capta la producción de los siguientes pozos: Drago – Este 05, Drago – Este 01, Drago – Este 12, Drago – Este 08. En el Gráfico 1.9 se muestra el esquema de las instalaciones de superficie.

GRÁFICO 1.9 LOCACIÓN DRAGO ESTE



FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Como se puede observar en el Gráfico 1.9, las instalaciones de superficie están configuradas de la siguiente manera:

- Múltiple de producción para 4 pozos (1). La producción de todos los pozos llega hasta aquí, de donde se puede direccionar los fluidos hacia las botas de gas, o hacia los tanques.
- Botas de gas (2a, 2b). Se encuentran aguas abajo respecto del manifold.
- Tanques de almacenamiento (3a, 3b, 3c). Cada uno tiene una capacidad de 500 Barriles. Se encuentran instalados en paralelo conectados a la salida del manifold o a la salida de las botas de gas.

Como se puede observar en el Gráfico 1.10, las instalaciones de superficie están configuradas de la siguiente manera:

- Múltiple de producción para 6 pozos (1).
- Botas de gas (2a, 2b). Se encuentran aguas abajo respecto del manifold.
- Tanques de almacenamiento (3a, 3b, 3c). Se encuentran instalados en paralelo conectados a la salida del manifold o a la salida de las botas de gas.
- Tanque de Prueba (4). Capacidad 500 Barriles.
- Knockout Drum (KOD) (5a, 5b). Estos se encuentran en la línea de salida del gas antes del mechero.
- Mechero (6). En el mechero se quema todo el gas producido.
- Línea de descarga. Conectada en paralelo a la salida de los tanques.

1.1.6.2 Análisis de las Instalaciones de Superficie Actuales del Campo Drago

La función que cumple una estación de producción es reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar ciertas operaciones como:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlarla producción total de la estación.
- Controlarla producción de petróleo, agua y gas.
- Deshidratar el gas para el consumo.
- Cortar y tratar el agua para inyectar.

1.1.6.2.1 Situación Actual de las Instalaciones de Superficie del Campo Drago

Las instalaciones de superficie implementadas actualmente en las cuatro locaciones de Producción del Campo Drago básicamente tienen las mismas características, no permiten realizar todas las operaciones anteriormente descritas, esto se debe a que es un campo nuevo y se encuentra en la fase de desarrollo, las facilidades implementadas al momento del proyecto son provisionales, las operaciones que nos permiten realizar las facilidades implementadas en el campo son las siguientes:

- El fluido de cada pozo entra al manifold, la producción del conjunto se deriva hacia las botas de gas o a los tanques de almacenamiento.
- En la bota de gas se separa el gas del líquido, debido a la relación gas líquido de los pozos, el fluido pierde la mayor parte del gas al pasar por la bota.
- Una vez que el fluido ha pasado por la bota, el gas se deriva por la línea de la parte superior de las botas, el gas residual que se separa en los tanques se dirige hacia las líneas de gas instaladas en la parte superior de los tanques de almacenamiento, todo el gas es direccionado hacia los lavadores (Scrubber o KOD) que se encargan de separar las partículas de líquido que son arrastradas por el gas.
- Finalmente el gas es quemado en los mecheros de gas.
- El líquido que sale de la bota circula por las líneas inferiores de descarga para almacenarse en cualquiera de los tres tanques destinados para almacenamiento.
- Para poner un pozo a prueba se debe direccionar el fluido hacia el tanque de prueba haciéndolo pasar por una bota que será independiente para dicho pozo.
- Para despachar el líquido almacenado en los tanques existe una línea que conecta los cuatro tanques en paralelo y por la cual se evacua la producción por medio de tanqueros.

Como se puede apreciar de la descripción el proceso solo contempla la separación de gas y líquido, el gas producido es quemado en los mecheros, mientras que el líquido es transportado hasta la estación Shushufindi Central por medio de tanqueros.

1.1.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANAS PARA EL CAMPO DRAGO

Al momento del presente proyecto, se encuentra en construcción las facilidades de Producción Tempranas para el Campo Drago, el Complejo de Facilidades de Producción se encuentra en la Locación Drago Norte 01, de momento se

encuentra en construcción, donde se han implementado hasta el momento los siguientes equipos:

- Dos tanques empernados, cada uno con una capacidad de 10,000 Barriles.
- Manifold de 6 entradas, 4 entradas de 8 pulgadas y 2 entradas de 6 pulgadas.

1.1.7.1 SISTEMAS A CONSIDERARSE EN EL CENTRO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

1.1.7.1.1 Múltiples De Producción (Manifold)

Para el direccionamiento de los pozos se utilizará un sistema totalmente automático comunicado desde el cuarto de control. El manifold será de cinco entradas de 4", una salida de 10" para producción y una salida adicional de 4" para pruebas de pozo.

1.1.7.1.2 Separadores de Producción

La Central de Procesamiento de Fluidos en Drago llegará a procesar de acuerdo a las proyecciones de producción, entre 16000 y 18000 barriles de fluido por día. Los separadores que se implementarán son de tipo Free Water Knock-Out Drum las especificaciones técnicas de los mismos son las siguientes:

- Capacidad: 20.000 BFPD.
- Volumen de gas: 4'000.000 PCPD.
- Presión de diseño: 120 Psi.
- Presión de operación: 26 Psi.
- Temperatura de operación: 150°F.
- Grado API: 23 a 27.

El separador con sus accesorios y tuberías deberán ir montados al skid sobre una viga de acero estructural.

1.1.7.1.3 Tanque De Oleoducto

El tanque de Oleoducto implementado en el Campo Drago tiene una Capacidad de 10000 Barriles, Enel mismo se realiza la medición de nivel de petróleo y cantidad bombeada, para determinar la producción de una estación o determinar la proyección de producción cada 4, 6 u 8 horas.

1.1.7.1.4 Depurador o Scrubber de gas

Se usa para extraer los líquidos formados por la condensación del gas, proveniente de los separadores.

1.1.7.1.5 Bota de Gas

La bota de gas requerida para la estación será construida de acuerdo a la Norma ASME VIII, la misma que deberá tener las siguientes características:

- Capacidad: 20,000 BPD.
- Volumen de gas: 4`000,000 PCPD.
- Presión de diseño: 120 psi.
- Presión de operación: 14 a 26 psi.
- Grado API: 23 a 27.
- Temperatura de operación: 150 °F.
- Protección Catódica: Ánodos de sacrificio.

1.1.7.1.6 Mecheros ecológicos o Tea

Su utilización escon la finalidad de recuperar o quemar el gas en solución que no se ha podido separar totalmente en los separadores, así como en la bota de gas y tanque de lavado. De esta forma se cumplirá con la normatividad de emisiones de gas.

1.1.7.1.7 Sistemas Contra Incendios

El Sistema Cintra Incendios está compuesto de los siguientes equipos:

- Sistema proporcionador de espuma y tanque para espuma.
- Conjunto motor – bomba.

- Tanque de agua.
- Monitores.
- Boquillas para agua y espuma.
- Válvulas de bola.
- Válvulas Siamesas.
- Tramos de manguera.
- Sistema de captación de agua.
- Fittings y accesorios.
- Bomba eléctrica para espuma.
- Tablero de control.

1.1.7.1.8 Tratamiento químico e Inyección de químicos

Como proceso de apoyo para las operaciones básicas del campo se requiere realizar el tratamiento químico para lo cual se requiere de una serie de equipos como:

- Bombas de inyección de químicos.
- Probetas.
- Porta cupones.
- Cupones de corrosión.
- Cupones de escala.
- Equipo de laboratorio (espectrofotómetro, HACH, turbidímetro, destilador de agua, equipo para análisis).
- Bomba para tanquear químico.
- BulkTank.

Permitiendo con ellos, el tratamiento químico del petróleo, el monitoreo para optimizar las pérdidas de producción por la presencia de corrosión y escala a nivel de líneas de flujo o al subsuelo (BES), además se permitirá realizar la caracterización físico química de los petróleos y agua de formación producida.

1.1.7.1.9 Sistema De Generación Eléctrica

Para atender la demanda de energía eléctrica del Campo Drago será necesario la construcción de una Subestación Eléctrica, la misma que estará ubicada a 10 ½ Km de la población de “EL PROYECTO”, equidistante a 2000 m. del pozo Drago Norte 01, y 200 m. de la carretera principal que va a Shushufindi.

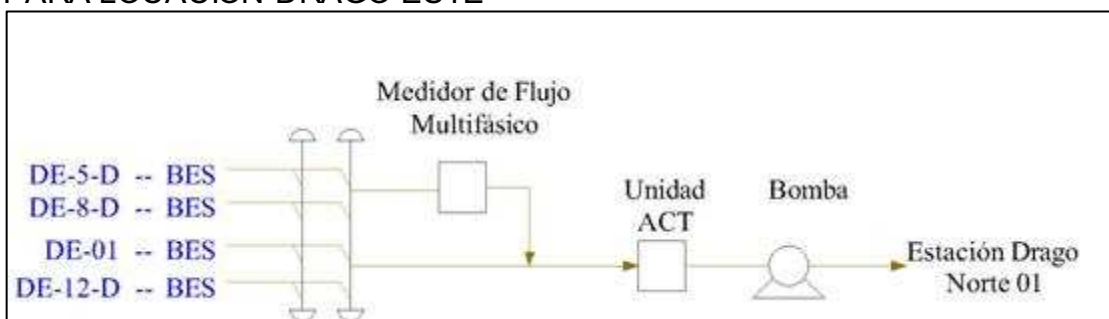
La Subestación Eléctrica tendrá dos secciones una a nivel de 69 kV y otra a nivel de 13.8 kV doble barra, con dos salidas para alimentar las cargas del campo.

1.1.8 IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

La construcción del complejo de facilidades para la locación Drago Norte 01 contempla la implementación de separadores de producción y de prueba, esto hace que la implementación del medidor no sea aplicable para la estación Drago Norte 01.

El medidor debe ser implementado en la Locación Drago Este, la configuración para el medidor debe ser la siguiente: a la salida del manifold conectada en paralelo con una línea direccionada hacia una bomba multifásica, esto permitirá medir la producción de los pozos de forma individual o medir la producción total de los pozos, en el Gráfico 1.11 se ilustra la configuración descrita.

GRÁFICO 1.11 CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LOCACIÓN DRAGO ESTE

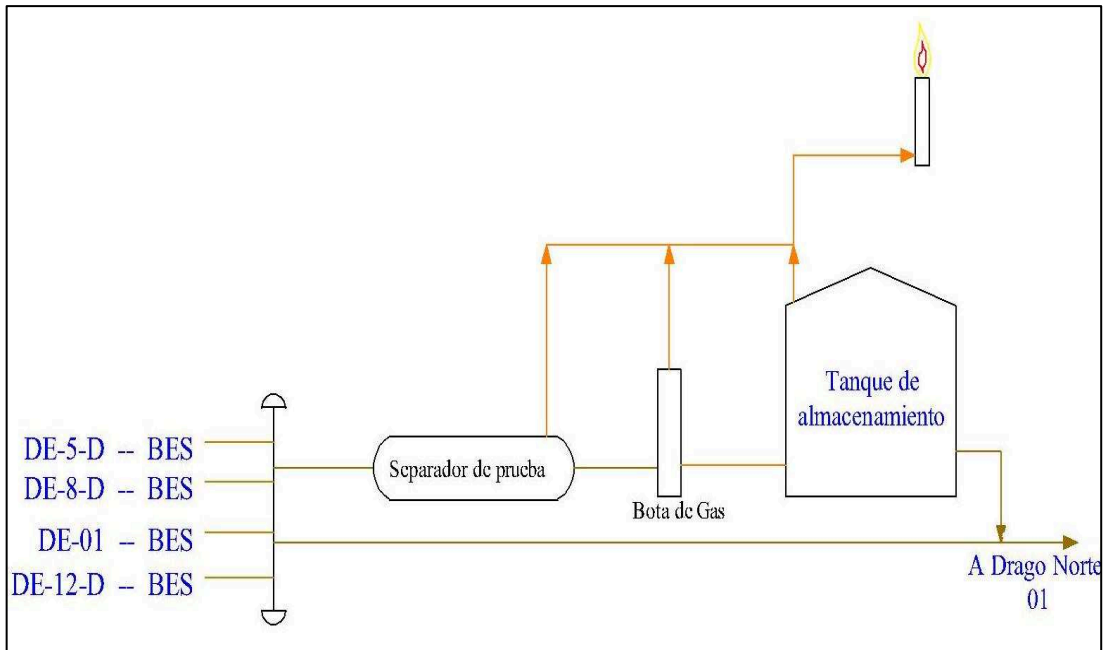


ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Al utilizar un separador de prueba se debe también realizar la instalación de otros equipos adicionales, en el gráfico 1.12 se muestra la configuración de las

instalaciones de superficie si se implementa un separador de prueba en la Locación Drago Este.

GRÁFICO 1.12 CONFIGURACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE PARA LA LOCACIÓN DRAGO ESTE CON SEPERADOR DE PRUEBA



ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Del gráfico 1.12 se puede observar que para implementar un separador de prueba se debe realizar las siguientes instalaciones:

- Separador de prueba.
- Bota de gas.
- Tanque de almacenamiento.
- Mechero ecológico.
- Líneas de gas.
- Líneas de líquido.

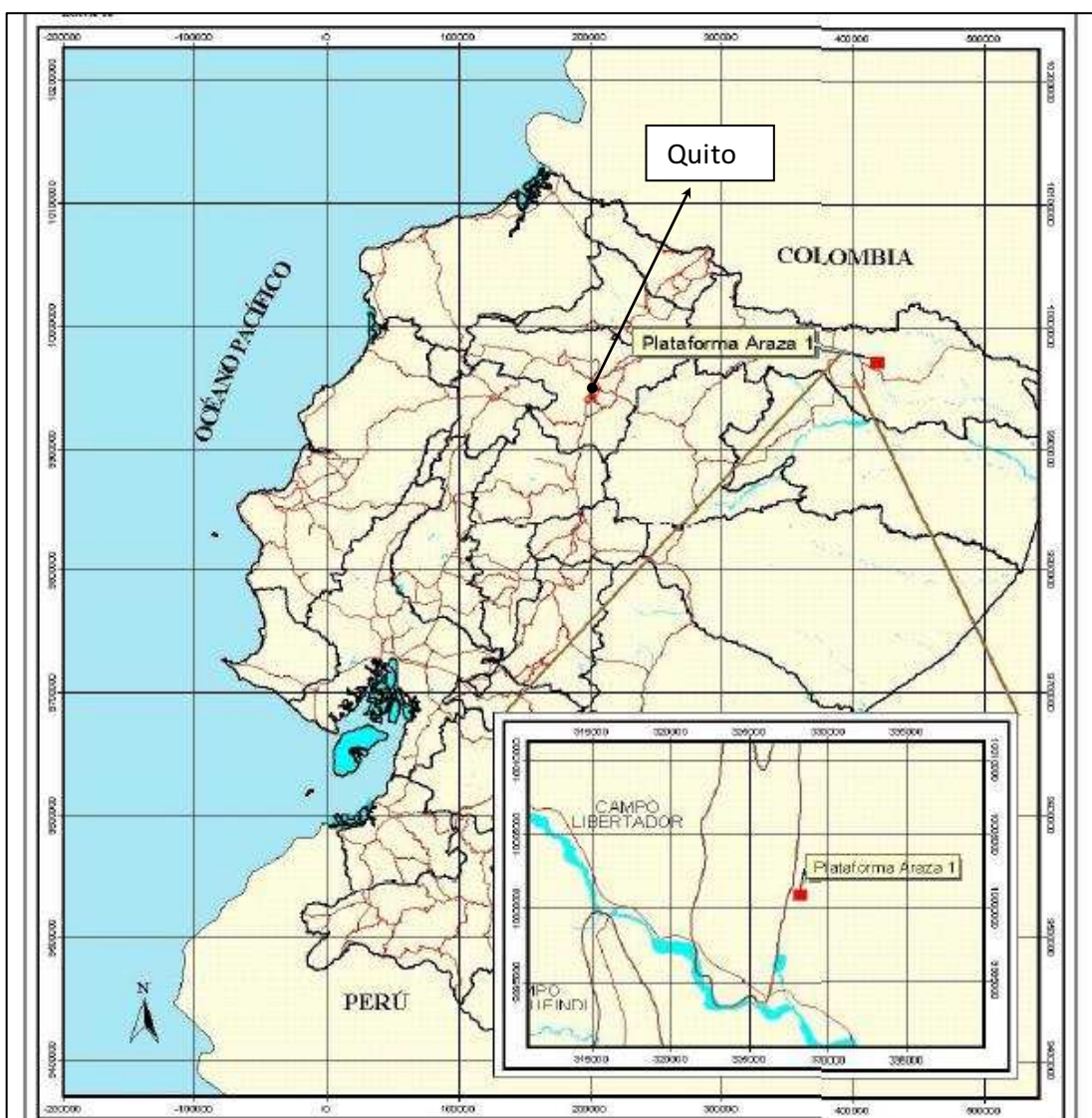
Como se puede observar, la implementación de un medidor de flujo multifásico optimiza las instalaciones de superficie de la estación y reduce el costo global de las instalaciones.

1.2 CAMPO ARAZÁ

1.2.1 UBICACIÓN

El campo Arazá se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos, En el cantón Pacayacu a 2 kilómetros y al sureste del Campo Shuara, tiene 2.8 kilómetros de largo en su eje principal NW-SE y 1.7 kilómetros de ancho en dirección NE-SW, con un área aproximada de 1100 acres y con un cierre vertical de 20'.

GRÁFICO 1.13 UBICACIÓN DEL CAMPO ARAZÁ



FUENTE: EP Petroecuador

1.2.2 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

El campo se localiza en la parte central y Norte de la Cuenca Oriental, ubicado al sureste del campo Shuara, en el lado hundido de la falla Este del Campo Libertador, de tipo inverso de alto ángulo, y con 40' de salto. Es un anticlinal asimétrico orientado de noroeste a sureste que desde su culminación a -8120 hasta la curva del cierre estructural, nos da un cierre de 20' con un área de 1100 acres. En el Gráfico 1.14 se muestra el mapa Estructural del Campo Arazá.

1.2.2.1 Descripción Litológica De Las Areniscas Con Interés Hidrocarburífero

1.2.2.1.1 Arenisca Basal Tena

Arenisca cuarzosa, de contextura semifirme de color gris a gris oscuro, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, medianamente seleccionada, posee cemento arcilloso calcáreo, prospecto seleccionado por su buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla con corte mediano y residuo café claro.

1.2.2.1.2 Arenisca U Inferior

Arenisca cuarzosa firme de color gris verdosa, grano fino a medio, subangular a subredondeada, mediana selección, cemento silíceo, levemente calcárea, glauconítica, con regular saturación de hidrocarburos de fluorescencia amarilla, corte mediano y residuo color café.

1.2.2.1.3 Arenisca U Inferior

Arenisca cuarzosa firme de color gris, grano medio, subangular a subredondeado, mediana selección, con buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla, corte mediano a rápido, residuo color café.

1.2.2.1.4 Arenisca T Superior

Arenisca cuarzosa de color gris verdoso, semifirme a firme, grano medio a grueso, subangular a subredondeado, cemento silíceo, levemente calcárea, glauconítica con regular saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla y corte lento.

1.2.2.1.5 Arenisca T Inferior

Arenisca cuarzosa de color gris de grano medio a grueso, angular a subangular, medianamente seleccionada, cemento silíceo, con buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarilla y corte.

1.2.2.2 Esquema Estructural Del Área Arazá

El esquema estructural es de un anticlinal de 20 Km de largo por 8 Km de ancho, con varias culminaciones, presentando dos fallas inversas de dirección Norte a Sur, la primera falla limita al lado Este con un salto de falla pequeño de 20 a 40 pies y la segunda falla limita al margen Oeste, siendo paralela a la primera con un salto de falla similar, esto origina que el Campo se divida en dos partes.

Las culminaciones Carabobo, Pichincha, Shuara y Pacayacu se distribuyen a lo largo de la extensión del bloque de la falla Este, mientras que las culminaciones Secoya y Shushuqui, opuestas a las anteriores, ocupan el bloque de la falla Oeste.

1.2.3 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y RESERVAS

Teniendo como base el mapa estructural al tope de la arenisca U superior (base caliza A) el prospecto presenta un área de 1100 acres, valor calculado para los tres yacimientos (U superior, U inferior, y T inferior) lo que nos proporciona un volumen aproximado de petróleo en sitio de 78'597.096 millones de barriles.

TABLA 1.4 PARÁMETROS PETROFÍSICOS, POES Y RESERVAS DEL CAMPO ARAZÁ.

| YACIMIENTO | AREA (acres) | HO (pies) | POROSIDAD % | Sw % | N BLS | API % | FR % | RESERVA BLS |
|--------------|--------------|-----------|-------------|------|------------|-------|------|-------------|
| U superior | 1,100 | 20 | 15 | 24 | 16'948,662 | 26 | 25 | 4'2371,66 |
| U inferior | 1,100 | 30 | 17 | 15 | 32'224,759 | 27 | 41 | 13'212,151 |
| T inferior | 1,100 | 35 | 15 | 25 | 29'423,676 | 32 | 31 | 9'121,339 |
| TOTAL | 1,100 | | | | 78'597,096 | | | 26'570,656 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

1.2.4 PRODUCCIÓN DEL CAMPO ARAZÁ

La producción promedio del campo es 365² Barriles de petróleo por Día, provenientes de los pozos Arazá 01 y Arazá 02D, las arenas de las que producen los pozos actualmente son U Inferior, y T Inferior, en la Tabla 1.5 muestra la producción conjunta del campo.

TABLA 1.5 PRODUCCIÓN PROMEDIO CAMPO ARAZÁ

| POZO | BPPD | BAPD | BSW % | GAS MPCD | API | ARENA PRODUCTIVA |
|--------------|------------|--------------|-------|------------|------|------------------|
| ARAZA - 01 | 148 | 1704 | 92 | 70 | 24.5 | UI |
| ARAZA - 02D | 217 | 102 | 32 | 96 | 31.5 | TI |
| TOTAL | 365 | 1,806 | | 166 | | |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

1.2.5 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

A la fecha de este proyecto el campo Arazá produce sus 2 pozos por medio de levantamiento artificial con el sistema de Bombeo Electro Sumergible.

1.2.6 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

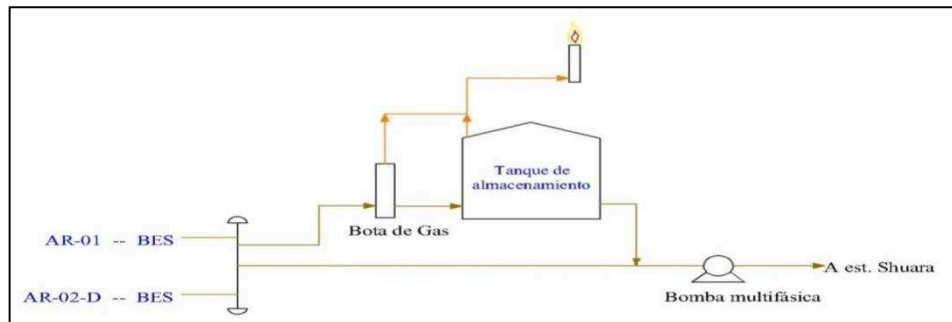
La producción de los pozos Arazá 01 y Arazá 02D llega hasta el múltiple de producción, de donde se direcciona por medio de una línea de 6" para producción, y a través de una línea de 4" para realizar pruebas.

La producción de los dos pozos del campo Arazá se direcciona hacia la Estación Shuara por medio de una línea de transferencia de 6".

² Producción del mes de Enero 2011

A la salida de la línea de transferencia se ha implementado una bomba multifásica la que proporciona al fluido la presión suficiente para llegar a la Estación Shuara, el Gráfico 1.15 muestra el esquema de las instalaciones de superficie descritas.

GRÁFICO 1.15 ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE DEL CAMPO ARAZÁ



FUENTE: EP Petroecuador

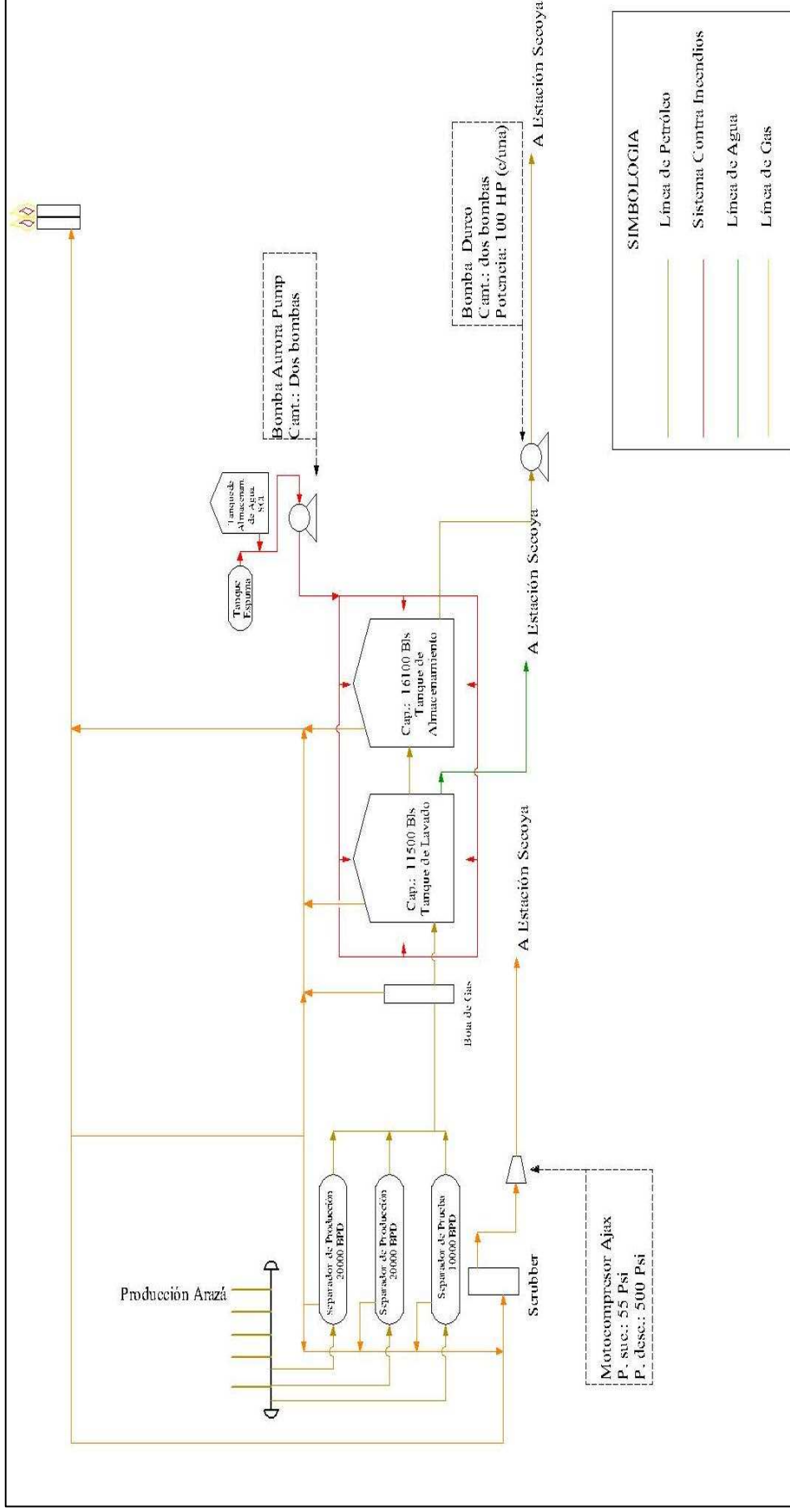
ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

La producción del campo Arazá llega hasta la Estación Shuara donde es procesada, en el Gráfico 1.16 se muestra es esquema de las instalaciones de Superficie de la Estación Shuara.

La Estación Shuara está diseñada de la siguiente manera:

- Dos separadores de producción de 20,000 barriles de capacidad cada uno.
- Un separador de prueba con una capacidad de 10,000 barriles.
- Una bota de gas.
- Un tanque de lavado con una capacidad de 11,500 Barriles.
- Un tanque de almacenamiento con una capacidad de 16,100 Barriles.
- Sistema contra incendios.
- Tanque de almacenamiento Sistema Contra Incendios con una capacidad de 3,000 Barriles.
- Tanque de espumógeno Sistema contra incendios con una capacidad de 2,300 Barriles.

GRÁFICO 1.16 ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN SHUARA



FUENTE: EP Petroecuador
ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

- Dos bombas Sistema contra incendios, Marca Aurora, 1,750 RPM, 2000 GPM.
- Dos compresores para captación de Gas, marca Ajax, 300 RPM, 500 psi.
- Dos bombas para transferencia a Estación Secoya, marca Durco, 100 HP.

1.2.6.2 Análisis de las Instalaciones de Superficie Actuales del Campo Arazá

Las instalaciones de superficie implementadas actualmente en el Campo Arazá solo permiten realizar pruebas a los pozos Arazá 01 y Arazá 02 D individualmente, y el fluido producido es bombeado con una bomba multifásica hacia la Estación Shuara.

De momento la bomba implementada en el campo está sobredimensionada razón por la cual se produce cavitación, esto se debe a que la producción del campo no está cumpliendo con las expectativas previstas anteriormente.

1.2.7 IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO

Debido a las condiciones actuales de producción del campo, no es viable la implementación de un medidor de flujo multifásico, debido a que la producción del campo actualmente es baja.

Como se puede observar en el Cuadro 1.5, la producción de petróleo de los pozos Arazá 01, y Arazá 02D, es 365 BPPD, de los dos pozos, con un caudal de gas de 166000 PCD, producción que no justifica una inversión tan grande.

CAPÍTULO 2

TEORÍA DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO Y NORMAS QUE SE DEBEN APLICAR

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo describe los principios sobre los cuáles se sustenta el funcionamiento de los nuevos equipos usados en la medición de flujo multifásico, así como también describe el funcionamiento, construcción y las mejores combinaciones de medidores de flujo las mismas que nos ayudan a determinar valores más exactos de las fracciones de petróleo, gas y agua, presentes en el flujo.

Cabe recalcar que los medidores de flujo multifásico son una nueva generación en medidores que están basados en gran parte en la tecnología de los medidores monofásicos.

Los medidores de flujo multifásico por lo general acoplan algunos principios de los anteriormente desarrollados y además poseen cualidades que les permiten calcular las fracciones de petróleo, agua y gas presentes en el flujo, lo cual es necesario para dar una medida de caudales independientes de cada componente.

2.2 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS (ROXAR)

Un medidor de cuatro elementos está diseñado de tal forma que nos ayuda a obtener valores de acerca de las fracciones de petróleo, agua y gas, además del caudal del fluido a tiempo real.

2.2.1 COMPONENTES

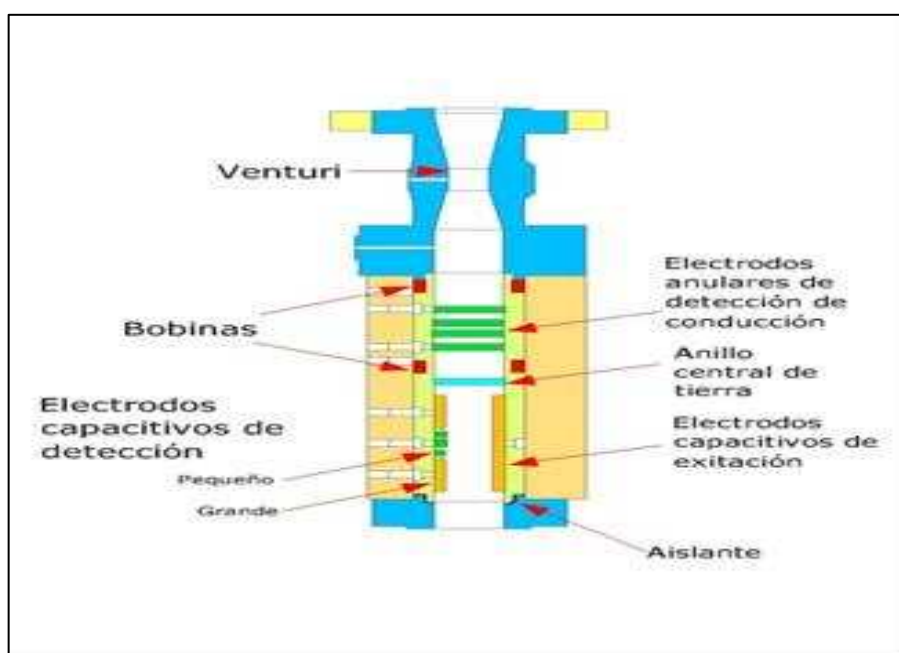
El medidor está compuesto de los siguientes elementos:

1. Sensor de Capacitancia: Mide la permitividad de la mezcla, proporciona información para la medición de velocidad por correlación cruzada.
2. Sensor inductivo: Mide la conductividad de la mezcla.
3. Densímetro Gamma: Mide la densidad total de la mezcla.
4. Medidor Venturi: Mide la velocidad de la mezcla.
5. Computador de Flujo: Recibe los datos de todos los medidores, se encarga de digitalizar los datos y permite visualizar y operar el medidor desde una estación remota.

Las fracciones de petróleo, agua y gas presentes en la mezcla, pueden ser determinadas por medio de los sensores inductivos y de capacitancia y con el densímetro Gamma. La velocidad del fluido en cambio puede ser obtenida a través de los sensores capacitivos e inductivos y con el medidor Venturi.

En la figura 2.1 se puede apreciar la configuración de los componentes del medidor.

FIGURA 2.1 CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS



FUENTE: RoxarMultiphase Meter

2.2.2. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

2.2.2.1. Medida de la permitividad de la mezcla

La permitividad es una constante física que describe cómo un campo eléctrico afecta y es afectado por un medio.

La permitividad está determinada por la tendencia de un material a polarizarse ante la aplicación de un campo eléctrico y de esa forma anular parcialmente el campo interno del material.

Para nuestro caso particular, los valores de permitividad para petróleo, agua y gas son los siguientes:

- Petróleo: 2.2 - 2.4
- Gas: ≈ 70
- Agua: ≈ 1

Por lo tanto, la constante de la mezcla dará una medida de las fracciones de cada componente en el flujo, ya que se expresa como una función de sus componentes, así:

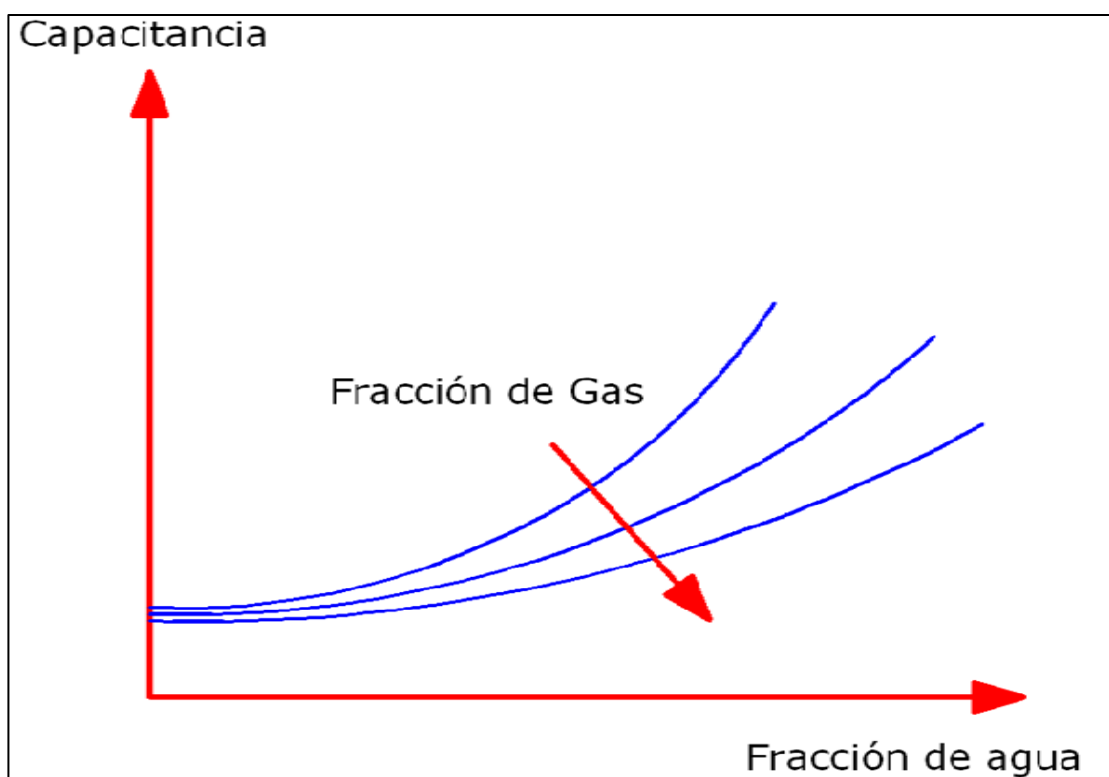
$$\varepsilon_{total} = (x * \varepsilon_{agua}, y * \varepsilon_{petróleo}, z * \varepsilon_{gas}) \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Donde:

- ε_{total} , ε_{agua} , $\varepsilon_{petróleo}$, ε_{gas} , son las permitividades de la mezcla, agua, petróleo y gas.
- x, y, z, son las fracciones de agua, petróleo y gas.

Si se grafica la permitividad de la mezcla en función de su composición, se tiene las curvas mostradas en la figura 2.2.

FIGURA 2.2 VARIACIÓN DE LA CAPACITANCIA RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS.



FUENTE: RoxarMultiphase Meter

2.2.2.2. Medida de la Conductividad de la Mezcla

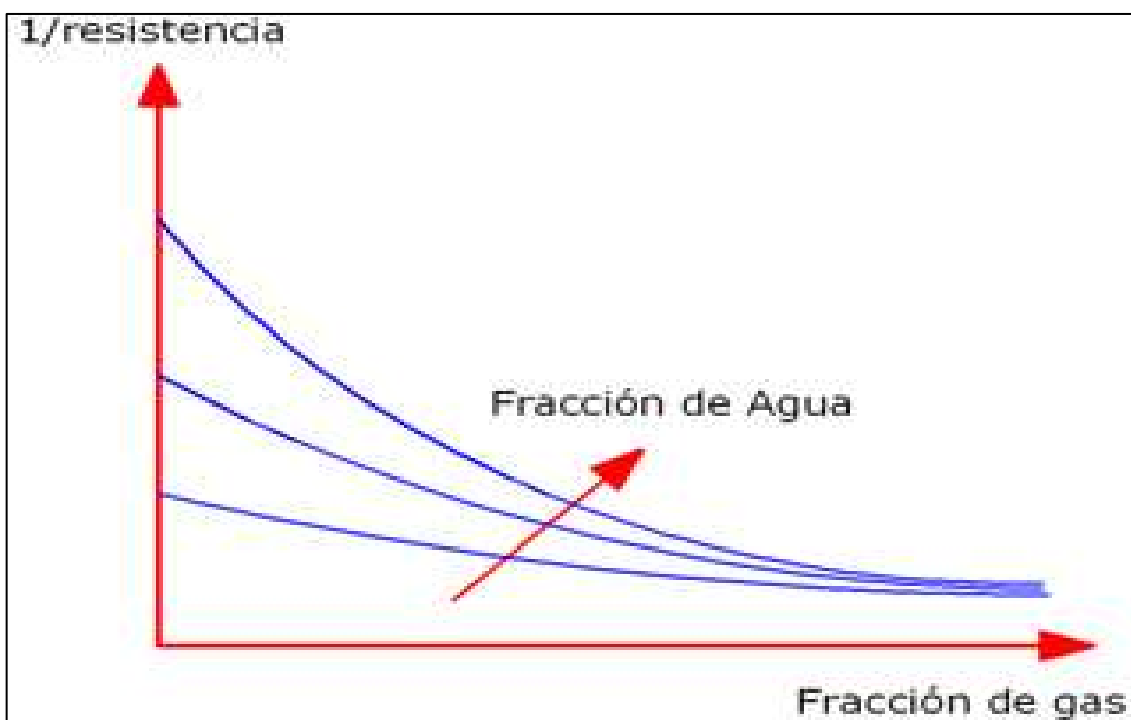
Se usa la medida de la continuidad como un método alternativo debido a que el principio de capacitancia no es aplicable en flujos con fase continua de agua.

La conductividad es la capacidad de un cuerpo para permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad en líquidos se relaciona con la presencia de sales en solución, cuya disociación genera iones positivos y negativos capaces de transportar la energía eléctrica si se somete el líquido a un campo eléctrico.

Así, la conductividad del fluido (petróleo, agua y gas) se mide con un sensor de conductividad que usa el magnetismo producido por bobinas alimentadas eléctricamente para inducir corriente a través del líquido al interior del sensor.

El líquido será menos conductivo mientras mayor sea el porcentaje de petróleo y gas; es decir, la resistencia aumenta con mayores porcentajes de petróleo y gas que son fluidos no conductores. Como se puede ver en la figura 2.3.

FIGURA 2.3. CONDUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS



FUENTE: RoxarMultiphase Meter

2.2.2.3. Medición de velocidad por correlación cruzada

Consiste en determinar las dos velocidades más significantes del flujo multifásico:

- La velocidad de las burbujas grandes del gas; debido a que las burbujas grandes llevan su propia velocidad, y nos ayudan a determinar la velocidad del gas.
- La velocidad de las burbujas pequeñas del gas; por que al estar inmersas en la fase líquida, se mueven a la misma velocidad que el petróleo y agua.

La correlación cruzada es una técnica estadística que compara las similitudes recogidas por los pares de electrodos del sensor capacitivo, cada par de

electrodos tiene su función específica, así los electrodos de mayor tamaño son más sensibles a las burbujas de gas grandes y los electrodos pequeños serán sensibles a las burbujas de menor tamaño.

Los electrodos miden el tiempo de desfase que tienen las curvas de respuesta. Como la distancia entre electrodos es muy pequeña, la mezcla del líquido y gas cambia muy poco en el tiempo, por lo que la señal recogida por el segundo electrodo es casi idéntica que la recogida por el electrodo que le precede.

Cada par de electrodos genera dos series de tiempo, así de esta manera habrán dos tiempos medidos. Una vez que se determinan los tiempos de desfase entre las series de datos, y como se conoce la distancia entre los electrodos, el medidor es capaz de determinar las velocidades de las burbujas grandes (velocidad del gas), y de las burbujas pequeñas (velocidad del fluido).

Las mediciones recogidas por los electrodos cambiarán en el tiempo de acuerdo a la variación de la composición de la mezcla mientras fluye por el sensor. El líquido que contiene mucho gas (baches) generará una señal diferente a la que genera el líquido que contiene pequeñas burbujas de gas disperso.

Una vez obtenidas las dos velocidades, son combinadas con información de las medidas de fracción con el fin de determinar las tasas de flujo individuales del petróleo, agua y gas.

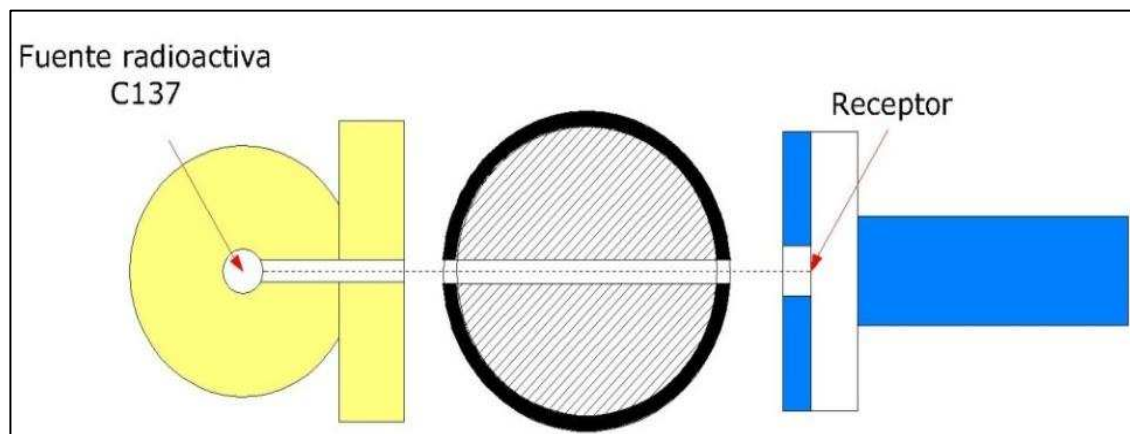
2.2.2.4. Medición de la densidad de la mezcla

El propósito del densímetro gamma, consiste en medir la densidad total de la mezcla que fluye en la tubería. Debido a la diferencia significativa en la densidad del líquido y el gas en la mezcla petróleo/gas/agua, la tasa de absorción da una medida exacta de las fracciones de líquido y gas de la mezcla.

El funcionamiento del densímetro se basa en que la absorción de la radiación gamma en un medio es una función de la densidad media a lo largo de la trayectoria del haz de partículas gamma. Esta radiación proviene de una fuente radiactiva de Cesio 137 (Cs 137) en forma de una masa de cerámica de 3 x 3 mm

con una vida media de 30.17 años y vida útil de 15 años, la cual está contenida en un encapsulamiento doble.

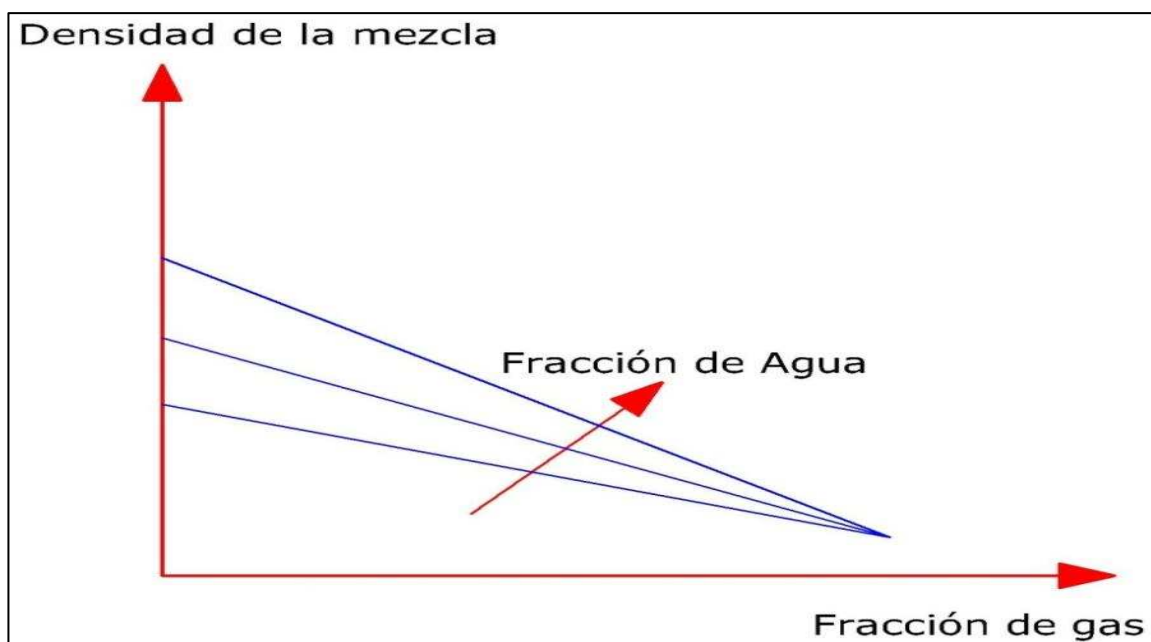
FIGURA 2.4 ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL DENSÍMETRO



FUENTE: RoxarMultiphase Meter

Esta sección está acoplada al exterior del sensor capacitivo y su protección no permite una exposición mayor a $7.5 \mu\text{Sieverts}$ por hora a cualquier superficie accesible a 5 cm de distancia o menos.

FIGURA 2.5 DENSIDAD DE LA MEZCLA EN FUNCIÓN DE LAS FRACCIONES DE AGUA Y GAS



FUENTE: RoxarMultiphase Meter

2.2.2.5. Medición de la velocidad con Medidor Venturi

Un medidor Venturi nos es de mucha utilidad cuando se tienen fracciones de gas mayores al 85%. A estas condiciones el medidor de velocidad de correlación cruzada no puede funcionar con precisión, debido al flujo anular que se formaría, donde todo el gas se acumula en el centro del sensor y el líquido se distribuye a lo largo de las paredes del sensor. Debido a esta situación, no habrá suficientes burbujas de gas, grandes o pequeñas, para que la medición de velocidad por correlación cruzada funcione correctamente, así, el medidor Venturi puede manejar estas condiciones a pesar de las cuales trabajaría apropiadamente.

La presión diferencial a lo largo del Venturi es proporcional a la energía cinética de una mezcla que pase a través del mismo; de este modo, la curva de respuesta del Venturi está relacionada a la masa de la mezcla y a su velocidad.

Para tomar en cuenta el flujo en tres fases se modifica la ecuación estándar del medidor Venturi, la cual viene a considerar la fracción del gas de la mezcla. Como otra sección del medidor se encarga de determinar la composición de la mezcla, se puede determinar la velocidad del líquido y del gas a partir de la medida de la presión diferencial.

Dado que la respuesta del medidor Venturi está relacionada al cuadrado de la velocidad, no es recomendable tener ratas de reducción en gargantas mayores que 10:1, pues con ratas mayores no se puede medir la presión con buena exactitud.

2.2.3. FUNCIONAMIENTO

2.2.3.1. Computador de flujo

El computador de flujo recibe la información muestreada y digitalizada procedente del los sensores y medidores que posee, los rangos de operación se observa en la tabla 2.1.

TABLA 2.1 RANGO DE OPERACIÓN

| MEDIDA | RANGO |
|-------------------------------|-------------|
| Capacitancia | 0-12 pF |
| Conducción | 0.02-15 S/m |
| Presión de Flujo | 0-2180 psi |
| Presión de entrada al Venturi | 0-22 psi |

FUENTE: Roxar Multiphase Meter

En el computador de flujo se lleva a cabo el proceso de correlación cruzada tomando los datos de los electrodos grandes para determinar la velocidad del gas y los datos de los electrodos pequeños para determinar la velocidad del líquido. Así mismo, combina los resultados del Venturi con los de velocidad por correlación para proveer la lectura determinando la mejor medida.

Para determinar las ratas de flujo individuales del petróleo, agua y gas se combinan las velocidades del gas y el líquido con las medidas de las fracciones de petróleo, agua y gas.

Para realizar el cálculo de la composición el computador de flujo escoge cuales medidas son las más apropiadas, si las de conducción o las de capacitancia.

El corte de agua se puede calcular combinando la medición de la conductividad o de la constante dieléctrica con las lecturas del densímetro gamma.

2.2.3.2. Determinación de la composición.

Para realizar este cálculo se debe resolver de un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas.

La primera ecuación utiliza la medida de la conductividad o la medida de la constante dieléctrica, dependiendo a la composición del flujo el computador de flujo usará las medidas del sensor conductivo o inductivo para calcular la primera ecuación.

La segunda ecuación utiliza los valores de la densidad obtenidos del densímetro Gamma.

La tercera ecuación relaciona el hecho de que siempre la suma de las tres fracciones será igual a uno, de este modo se constituyen las tres ecuaciones, así:

- 1) si se usa la constante dieléctrica

$$\varepsilon_{total} = f(x \cdot \varepsilon_{agua}, y \cdot \varepsilon_{petróleo}, z \cdot \varepsilon_{gas}) \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

Si se usa conductividad

$$\sigma_{total} = f(x \cdot \sigma_{agua}, y \cdot \sigma_{petróleo}, z \cdot \sigma_{gas}) \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

- 2) Para determinar la densidad

$$\rho_{total} = f(x \cdot \rho_{agua}, y \cdot \rho_{petróleo}, z \cdot \rho_{gas}) \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

- 3) La suma de las fracciones es igual a la unidad

$$x + y + z = 1 \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

Donde:

ε : Constante dieléctrica del fluido

σ : Conductividad

ρ : Densidad

x : Fracción de agua

y : Fracción de petróleo

z : Fracción de gas

2.2.3.3. Determinación de la velocidad.

Los métodos que se han desarrollado proporcionan mediciones fiables de velocidad, incluso en condiciones de resbalamiento. Puesto que al tener flujo multifásico es inevitable la existencia del resbalamiento, lo más apropiado es medir las velocidades del gas y del líquido independientemente.

Para la medición de la velocidad se utilizan el medidor Venturi y la medición de velocidad por correlación cruzada.

Por lo general, las mediciones obtenidas por los dos medidores de velocidad serán iguales, pero cuando la medición de velocidad por correlación cruzada falle, el Venturi seguirá trabajando. Cuando las dos mediciones de velocidad estén funcionando adecuadamente, el computador de flujo siempre escogerá las de velocidad por correlación para determinar la velocidad del gas.

Entonces, esta información se suma a la de la fracción volumétrica de gas, como datos para la ecuación modificada del venturi antes de que la velocidad del líquido sea calculada. Como la velocidad del gas, al igual que su fracción, es medida independientemente del flujo másico total del venturi, cualquier resbalamiento entre líquido y gas debe ser considerado con el fin de alcanzar consistencia entre las dos medidas. Este método de combinar los resultados del venturi y del medidor de correlación cruzada provee mediciones de velocidad muy confiables que funcionan para todos los regímenes de flujo y para todas las fracciones de gas.

Una vez que se conocen las velocidades del líquido y gas a partir del medidor de velocidad por correlación cruzada, se las combina con datos de la composición con el fin de determinar las ratas de flujo individuales del petróleo, agua y gas.

2.3 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL (SCHLUMBERGER)

El medidor Venturi – Gamma de Energía Dual, utiliza un Venturi para realizar la medición de tasas de flujo másico debido a su simplicidad, su eficiencia para mezclar las fases y el hecho de que la caída de presión a través de un Venturi se puede convertir a tasa de flujo másico.

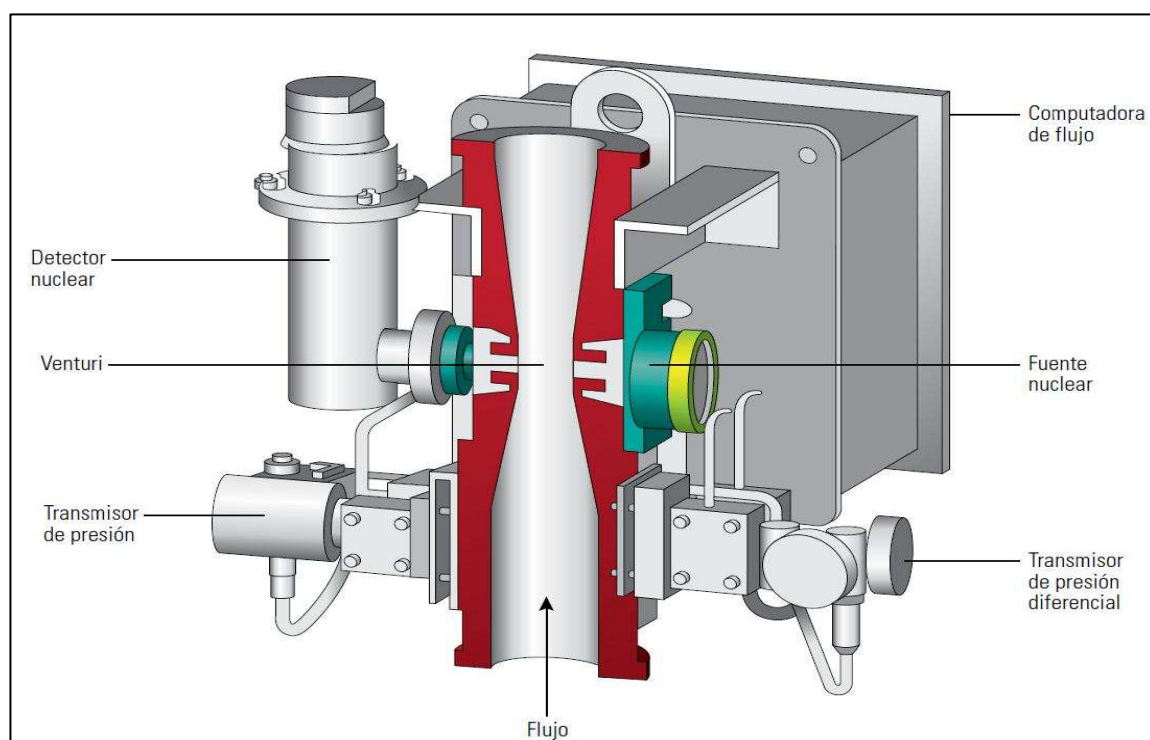
También utiliza un dispositivo de rayos gamma espectrales de energía dual para medir el flujo másico total, y las fracciones de petróleo, agua y gas. El utilizar medidores de rayos gamma, permite realizar mediciones independientes de la fase continua; así, medirá de igual manera con fase continua de petróleo (0 – 40% WLR) o de agua (70 – 100% WLR), o incluso en la zonas intermedias donde se forman las emulsiones.

Siempre va posicionado de manera vertical, pues así se logra la mejor distribución de los componentes del flujo y de esta manera el flujo no es afectado por la gravedad.

2.3.1 COMPONENTES.

El medidor está compuesto básicamente por un Venturi y por un dispositivo de medición radiactivo, a continuación se detallan todos los aditamentos que deben acompañar a estos medidores para que puedan funcionar adecuadamente.

FIGURA 2.6 ESQUEMA DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL



FUENTE: Schlumberger Multiphase Meter Vx

2.3.1.1. Medidor Venturi

Este elemento está acoplado con dos barreras de presión de un material de baja atenuación situados a 180° C del plano de radiación en la garganta del Venturi.

Como el flujo primero se acondiciona por la T ciega, el flujo puede ser tratado como si fuera una sola fase con propiedades equivalentes a la mezcla; la ecuación se expresa como:

$$Q_{total} = C \frac{\sqrt{\Delta P}}{\rho_m} \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

Donde:

Q = La Tasa total del flujo (mezcla)

ΔP = Presión diferencial en el medidor Venturi

ρ_m = Densidad de la mezcla homogénea

C = Coeficiente del Venturi.

2.3.1.2 Caja de Venteo

Esta caja contiene el Computador de Adquisición de Datos de Flujo, además de los terminales que conectan todos los instrumentos, comunicaciones y la fuente de poder se encuentran dentro de la caja de venteo.

2.3.1.3 Transmisor de Presión Diferencial

El transmisor de presión diferencial está provisto de un encapsulamiento y dos sellos remotos. Los sellos están conectados a un puerto de alta y baja presión en el venturi, usando tubos capilares flexibles. La medición de presión diferencial se da en la sección de diámetro reducido del venturi, lo cual produce una diferencia de presiones estáticas entre el lado aguas arriba y aguas abajo del dispositivo. El encapsulamiento del transmisor está acoplado al cuerpo del venturi.

El Computador de Adquisición de Datos de Flujo utiliza estos datos para calcular la velocidad del flujo.

2.3.1.4 Transmisor de Presión de Línea

El transmisor de presión de línea mide la presión en la garganta del venturi mediante un sensor conectado al proceso por capilares de impulsos, el transmisor está instalado en la sección de medición del cuerpo del venturi.

La señal de salida es usada por el Computador de Adquisición de Datos de Flujo para corregir el modelo PVT para cambios en la presión.

2.3.1.5 Transmisor de Temperatura

El transmisor de temperatura está situado en la "T" ciega. Este transmisor mide la temperatura a la entrada del medidor. La señal de este transmisor es usada por el Computador de Adquisición de Datos para corregir el modelo PVT por cambios de temperatura.

2.3.1.6 Contenedor de la Fuente

El contenedor de la fuente está instalado en la garganta del venturi. La estructura compacta del encapsulamiento tiene como finalidad reducir la radiación emitida por la fuente al exterior a niveles por debajo de los límites aceptables. El ensamblaje de la fuente tiene una pequeña abertura para permitir la salida del rayo de radiación dirigido hacia el receptor pasando por el flujo a ser medido.

2.3.1.7 Fuente Radioactiva

La fuente está provista de un isótopo de Bario 133 encapsulado en un contenedor de acero inoxidable. Esta fuente tiene varios picos de energía, de los cuales se usan dos para la medición de la atenuación.

2.3.1.8 Contenedor del Detector

El contenedor del detector está instalado en la garganta del venturi, opuesto al contenedor de la fuente. Contiene en su interior al detector de radioactividad, el cual actúa como una protección contra la radiación de la fuente de Ba 133 y bajo ninguna circunstancia debe ser desensamblado en el campo.

La cubierta en la parte superior del contenedor del detector es parte del cable penetrador, e incluye cables con acoples para ser conectados dentro del detector.

2.3.1.9 Detector de Radioactividad

El detector de la fuente se halla contenido en el contenedor del detector, en la garganta el venturi, este dispositivo permite medir la actividad de 3 picos de energía en el espectro de radiación del Ba 133 (~32 keV, ~81 keV y ~356 keV), en mediciones por segundo, esta es la base para los cálculos del colgamiento.

2.3.1.10 “T” ciega

La “T” ciega está instalada a la entrada del venturi, tiene como finalidad mezclar el flujo, por lo que se lo conoce también como acondicionador de flujo, con este accesorio se logra que el medidor sea independiente de los efectos de los regímenes de flujo cambiantes e impredecibles, los cuales se encuentran en flujos de pozos multifásicos y sus características deben estar de acuerdo a las especificaciones de la medición trifásica.

La “T” ciega también previene cualquier interacción con accesorios que se encuentren aguas arriba del medidor.

La “T” ciega garantiza que el flujo llegue en las mejores condiciones a los dispositivos de medición, aún así, si las mediciones tomadas no tienen una frecuencia suficientemente alta (45 mediciones por segundo), no se puede garantizar la calidad de la medida.

2.3.1.11 Computador de Adquisición de Datos de Flujo

El Computador de Adquisición de Datos de Flujo prácticamente se constituye en el corazón del sistema de medición. Se encarga de recoger toda la información procedente de los instrumentos de medición, e interactúa con los sistemas externos, es así que recibe información las siguientes mediciones primarias, de los respectivos equipos:

- **Detector de Radioactividad:** Atenuación del rayo gamma en la garganta del Venturi.
- **Transmisor de Presión Diferencial:** Presión diferencial a lo largo del Venturi.
- **Transmisor de Presión de Línea:** Presión de línea.
- **Transmisor de Temperatura:** Temperatura de línea.
- **Temperatura del ambiente.**

El computador posee un software que realiza la adquisición de datos del detector de radiación y de los transmisores, corre el modelo de interpretación, provee datos de procesamiento del sensor y de tasas de flujo, cuenta con parámetros adicionales de condiciones estándar y condiciones de línea y responde a órdenes vía puerto serial del sistema supervisor o del computador de servicio del operador.

El voltaje de entrada es conectado directamente al computador de flujo, el cual está abastecido de convertidores de corriente y actúa como una fuente de poder para el detector y los transmisores. El computador también posee puertos seriales que le permiten comunicaciones concurrentes con sistemas externos.

Las lecturas de los transmisores son actualizadas cada segundo y los datos procesados del flujo cada 10 segundos y puestos a disponibilidad del sistema supervisor o en un puerto serial.

El computador nos permite almacenar distintos perfiles de pozos, que incluyen las características de fluidos específicas de cada pozo, lo que posibilita que el flujo de varios pozos pase a través del mismo medidor.

2.3.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

2.3.2.1 Cálculo de la Velocidad

Para determinar la velocidad del flujo multifásico empleamos la ecuación venturi. La ecuación venturi para flujo multifásico difiere de la ecuación para flujo

monofásico puesto que para un flujo trifásico de debe considerar el resbalamiento entre el petróleo y gas.

Para un flujo trifásico se debe saber la densidad total de la mezcla, antes que se calcule la tasa de flujo. Para esto, se usa la salida del detector. Los datos del detector son usados para calcular la fracción del petróleo, agua y gas.

Presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del venturi pueden causar que la tasa de flujo calculada sea más baja que la verdadera, y con presiones diferenciales mayores se obtienen tasas de flujo pero con incertidumbres demasiado altas.

2.3.2.2 Determinación de las fracciones de Petróleo, Agua y Gas

La determinación de las fracciones de petróleo, agua y gas se la realiza desarrollando un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas. Las tres incógnitas en cada ecuación son las fracciones de agua, petróleo y gas, la confiabilidad de los resultados depende de la correcta configuración del medidor.

Para encontrar la fracción instantánea de cada fase se utilizan ecuaciones de atenuación de masa en el modelo de interpretación.

La ecuación para la atenuación de la energía para unaface es:

$$N = N_o e^{-\alpha \rho \mu} \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

De esta ecuación se deduce que para un flujo de tres fases como petróleo, agua y gas, la ecuación de la atenuación es:

$$N = N_o e^{-\alpha \mu_o \rho_o \alpha + \mu_w \rho_w \beta + \mu_g \rho_g \gamma} \quad \text{Ecuación (2.8)}$$

Donde:

N = Tasa contada del detector gamma.

No = Tasa contada de la "tubería vacía".

x = Longitud del paso gamma (diámetro de la garganta del venturi).

ρ_o, w, g = Densidad del material penetrado (petróleo, agua y gas respectivamente).

$\mu_{o,w,g}$ = Coeficiente de atenuación másico del material penetrado (petróleo, agua y gas, respectivamente).

α = Fracción volumétrica de petróleo (OVF).

β = Fracción volumétrica de agua (WVF).

γ = Fracción volumétrica de gas (GVF).

El sistema de ecuaciones está compuesto de las siguientes ecuaciones.

- Dos ecuaciones para la atenuación, esto es debido a que esta ecuación se usa para los niveles de energía de 32 keV y 81 keV como entradas.
- La tercera ecuación se basa en que la suma de los porcentajes de las tres fracciones siempre es 100%.

Las ecuaciones quedan de la siguiente manera:

$$1) N = N_o e^{-x (\mu_o \rho_o \alpha + \mu_w \rho_w \beta + \mu_g \rho_g \gamma)} \quad , \text{ para 32 keV Ecuación (2.9)}$$

$$2) N = N_o e^{-x (\mu_o \rho_o \alpha + \mu_w \rho_w \beta + \mu_g \rho_g \gamma)} \quad , \text{ para 81 keV Ecuación (2.10)}$$

$$3) \alpha + \beta + \gamma = 1 \quad \text{Ecuación (2.11)}$$

Previo a la puesta en funcionamiento del medidor, se deben fijar los valores específicos del campo en el medidor, para esto se debe ejecutar un conjunto de procedimientos:

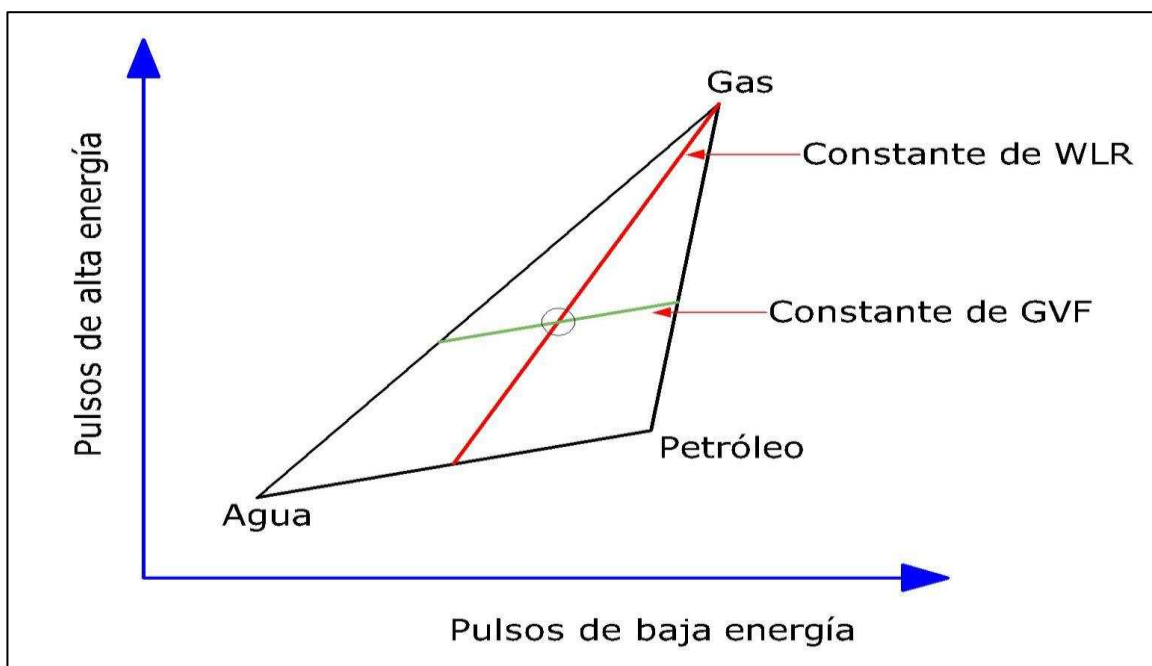
- Para determinar la fuerza de la fuente se debe realizar una medición con el tubo vacío.
- Se debe encontrar los niveles de atenuación de la masa de cada una de las tres fases, lo cual se puede realizar mediante cálculos o mediciones *in situ* y, por lo general, son dados por la composición química; estas constantes no son afectadas por la presión ni por la temperatura y, generalmente, son estables durante la vida del campo.

Aunque para el agua, este coeficiente de atenuación, así como la densidad, varían de acuerdo al contenido de sal; por lo que puede haber variaciones con el tiempo o de un pozo a otro.

2.3.2.3 Triángulo Solución

Es la solución gráfica del modelo que usa el medidor para encontrar el WLR y GVF, se basa en la atenuación de rayos gamma. Los diferentes fluidos atenúan los rayos gamma en distinto grado. El detector de alta velocidad produce una tasa de conteo indicativa en las bandas de energía superior e inferior que constituyen una función del medio medido (extremo superior). Estas tasas de conteo posibilitan una solución triangular de la fracción de fase (extremo inferior). Para cada fase, la relación de la tasa de conteo de alta energía en función de la intensidad de la fuente, o tasa de conteo en tubería vacía, se representa gráficamente en función de la relación de la tasa de conteo de baja energía versus la intensidad de la fuente, en un diagrama de coordenadas x e y. Estos puntos se convierten en los vértices de un triángulo. La fracción de la fase es determinada por la intersección de dos líneas dentro del triángulo. La primera línea representa la relación gas/líquido (verde); la segunda conecta el punto correspondiente al 100% de gas con el punto correspondiente a la relación petróleo/agua (rojo).

FIGURA 2.7 TRIÁNGULO SOLUCIÓN.



FUENTE: SchlumbergerMultiphaseMeterVx

Las tasas de pulsos del detector en los niveles de alta y baja energía son dados en los planos X y Y del gráfico, respectivamente. Cuando el medidor funciona correctamente, cualquier medición de atenuación de energía realizada sobre combinaciones de petróleo, agua y gas a través de la sección medida, dará como resultado un punto que caerá dentro del triángulo.

En este triángulo, la fracción en volumen del Gas GVF, se determina con facilidad al trazar una paralela a la base del triángulo y la WLR se la puede dibujar fácilmente. Con la siguiente relación se puede determinar la relación Agua – Líquido a partir del gráfico:

$$WLR = \frac{WVF}{(1 - GVF)} \quad \text{Ecuación (2.12)}$$

Con esto, la fracción volumétrica del agua se define como:

$$WVF = WLR(1 - GVF) \quad \text{Ecuación (2.13)}$$

Y la fracción volumétrica del petróleo es:

$$OVF = 1 - (WVF + GVF) \quad \text{Ecuación (2.14)}$$

Donde:

WLR = Relación agua – líquido.

OVF = Fracción volumétrica del petróleo.

WVF = Fracción volumétrica del agua.

GVF = Fracción volumétrica del gas.

2.3.2.4 Densidad

La densidad para una fase se establece empleando algoritmo basado en la entrada de un análisis PVT, junto con los datos de medición en bruto de los transmisores de presión y temperatura.

2.3.3 PARÁMETROS DE REFERENCIA

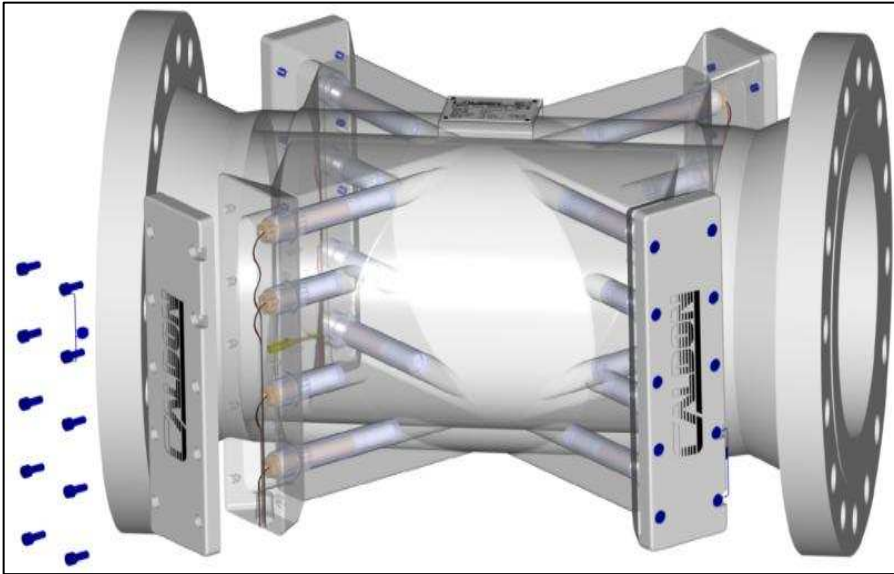
Se debe establecer ciertos parámetros de referencia antes de realizar cualquier medición, esto se hace con la finalidad de conseguir mediciones exactas en relación a los fluidos que se van a medir el equipo de medición, los parámetros a considerar son:

- Punto de Vacío (Referencia de tubo vacío).- Consiste en determinar las ratas de conteo del sistema en vacío. Para esto es fundamental conocer el gas que llena el medidor (aire o N₂) durante la prueba para compensarlo por la densidad. Esta prueba se corre hasta que la desviación estándar alcance un nivel aceptable y luego se actualiza esta nueva referencia en el computador de flujo.
- Referencia del punto de fluido.- Su finalidad es establecer la atenuación de masa para los tres niveles de energía entregados por la fuente radioactiva. Esta referencia se la puede lograr de dos maneras: introduciendo directamente las atenuaciones de masa para el fluido o con una prueba de punto de fluido. Esta prueba se la debe hacer cuando el sistema mantiene una referencia de fluido que ha dejado de ser válida.
- Ajuste a cero del transmisor de presión diferencial del venturi.- Es una referencia general para el transmisor, consiste en llenar de aire al venturi posicionado verticalmente a presión atmosférica, se lo realiza para obtener una medición exacta de las ratas de flujo.

2.4 MEDIDOR ULTRASÓNICO (GEOSERVICES)

Los medidores ultrasónicos, son usados en aplicaciones que implican transferencia de custodia tales como detección de fugas, mediciones localizadas y calibración de medidores, debido al avance de los multiprocesadores, transductores y la tecnología electrónica.

FIGURA 2.8 MEDIDOR ULTRASÓNICO



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

2.4.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Los medidores ultrasónicos como los medidores de turbina son medidores de inferencia que derivan la tasa de flujo mediante la medición de la velocidad de la corriente. El volumen entregado es calculado por la multiplicación de la velocidad por el área de flujo, como se indica en la siguiente ecuación:

$$q = v * a \text{ Ecuación (2.15)}$$

Donde:

q = volumen entregado

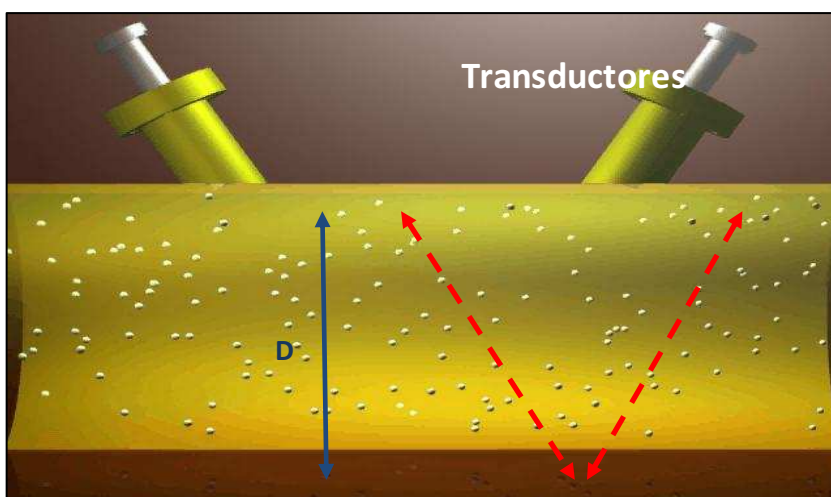
v = velocidad

a = área

El área de flujo es determinada con el diámetro interno de la tubería; la velocidad es determinada mediante la medición de la diferencia entre el tiempo de tránsito que se transmite a favor y en contra del flujo.

Los pulsos son generados mediante transductores ultrasónicos que se encuentran dentro de las paredes del medidor y están alineados diagonalmente a través del fluido en un plano transversal. Los pulsos acústicos enviados en contra de la dirección del flujo tardan más tiempo en cruzar la tubería que los pulsos enviados a favor del flujo. (Véase figura 2.9).

FIGURA 2.9 TRANSDUCTORES ULTRASONICOS



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

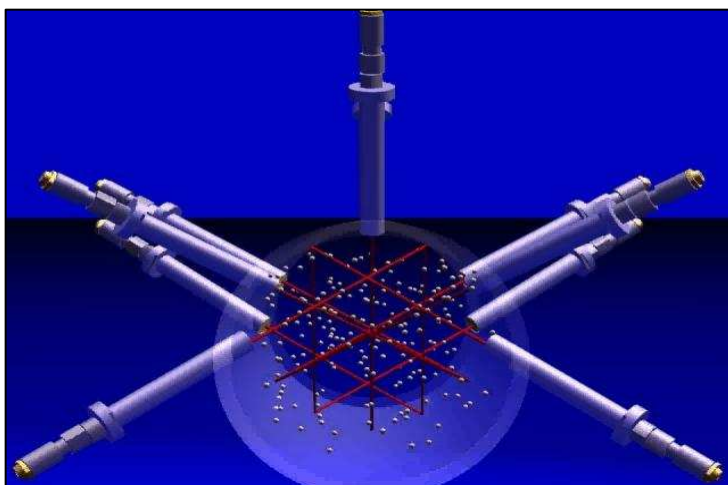
La proporción de la velocidad del flujo que contribuye a dicha diferencia de tiempos está relacionada con el ángulo con el que cruzan las señales acústicas.

El principio de medición es simple pero la determinación del promedio de velocidad verdadera es difícil, especialmente para obtener mediciones con la precisión que se requiere para custodia y transferencia.

La diferencia en tiempo entre los dos transductores es del orden de 30 a 120 pico segundos. Detectar y medir precisamente esta pequeña diferencia de tiempo es extremadamente importante para la precisión de la medida por lo que cada fabricante tiene técnicas propias para alcanzar dicha medición.

Para determinar el perfil de velocidad de manera más precisa los medidores ultrasónicos que se usan para custodia y transferencia, deben utilizar múltiples transductores (ver figura 2.10).

FIGURA 2.10 COMBINACIÓN MATRICIAL DE CINCO RAYOS PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

Los problemas generados por torbellinos (velocidades transversas) que son causadas por codos y otras configuraciones de tubería, pueden ser eliminados mediante el acondicionamiento del flujo.

La diferencia clave entre los medidores ultrasónicos y otro tipo de medidores es la inercia. En medidores PD, turbina y Coriolis existe una transferencia de inercia desde la corriente de flujo al elemento de medida. El medidor ultrasónico mide la corriente de flujo directamente sin interponer ningún tipo de restricción. Sin inercia un medidor ultrasónico detecta cualquier tipo de cambio en: la velocidad de la corriente, la velocidad transversal o cambios instantáneos en la velocidad local. Este es el motivo por lo que los medidores ultrasónicos son mucho más sensitivos que los convencionales. La precisión de la medida se ve mejorada puesto que toman muchas muestras.

La velocidad del caudal se mide por medio de ultrasonido. Para lo cual describiremos los siguientes métodos:

- Efecto Doppler
- Tiempo de Transito de Señal

2.4.1.1 Efecto Doppler

Es el efecto que se produce cuando un frente de ondas se refleja en un objeto en movimiento.

La fórmula del efecto Doppler es:

$$f' = \gamma * f * \left(\frac{c+v}{c}\right) \quad \text{Ecuación (2.16)}$$

Donde:

f : La frecuencia del emisor

f' : La que ve el receptor

v : La velocidad del emisor respecto al receptor y

γ : El factor de Lorentz dado por:

$$\gamma = \frac{1}{1 - \frac{v^2}{c^2}} \quad \text{Ecuación (2.17)}$$

2.4.1.1.1 Demostración de la fórmula del efecto Doppler

Para analizar el caso de las ondas electromagnéticas nos serviremos de las transformaciones de Lorentz para pasar del sistema de referencia emisor al receptor; denotaremos a las magnitudes primadas las del receptor y las sin primar las del emisor. Supondremos que la onda y el emisor se mueven hacia la derecha.

Supongamos que el emisor está emitiendo una onda de la forma:

$$\Phi(\mathbf{x}, t) = \Phi(\omega t - \mathbf{k}\mathbf{x}) \quad \text{Ecuación (2.18)}$$

Las transformaciones de coordenadas serán:

$$\mathbf{x} = \gamma(\mathbf{x}' - vt')$$

$$t = \gamma\left(t' - \frac{\mathbf{v}\mathbf{x}'}{c^2}\right)$$

Sustituyendo en la función de ondas y comparando con la función de onda en el sistema de referencia receptor:

$$\Phi(x,t) = \Phi(\omega t - kx) = \Phi\left(\gamma(\omega - kv)t' - \gamma\left(\frac{v\omega}{c^2} + k\right)x'\right) = \Phi'(\omega't' - k'x')$$

Obtenemos que:

$$\omega' = \gamma(\omega - kv) = \gamma\left(\frac{c+v}{c}\right)\omega$$

O en término de las frecuencias:

$$f' = \gamma * f * \left(\frac{c+v}{c}\right)$$

Lo que queríamos demostrar.

Ejemplo 1:

Cuando un tren está en movimiento, sopla su silbato (ver figura 2.11). A medida que pasa, puede escucharse un cambio de tonalidad en el silbato. Esto sucede igualmente con las sirenas de los autos de policía y con los autos de carrera.

El efecto doppler, es un incremento o una disminución de la frecuencia de las ondas a medida que la distancia entre una fuente sonora y un receptor aumenta o disminuye.

FIGURA 2.11 EJEMPLO DE EFECTO DOPLER



FUENTE: Flow Measurement Handbook

Ejemplo 2:

Un tren va para izquierda y otro tren va para la derecha, entonces la frecuencia cuando se acercan y cuando se pasan es:

- Cuando se acercan la ecuación que se utiliza es:

$$f' = f * \left(1 + \frac{v_o}{v}\right) \quad \text{Ecuación (2.19)}$$

- Cuando se alejan la ecuación es:

$$f' = f * \left(1 - \frac{v_o}{v}\right) \quad \text{Ecuación (2.20)}$$

Siendo:

f : la frecuencia del sonido emitido por la fuente en reposo.

f' : la frecuencia resultante causada por el efecto Doppler.

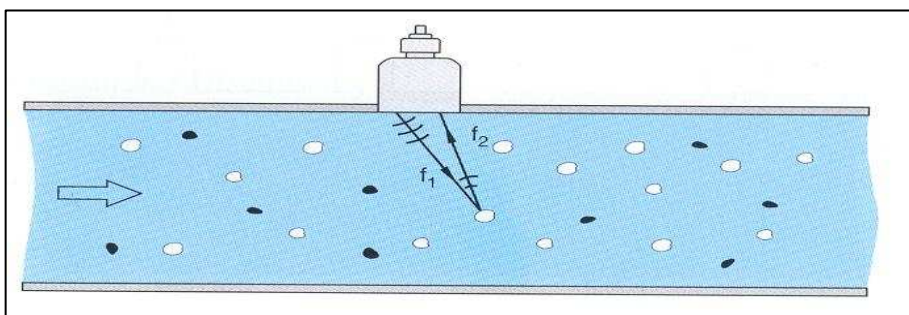
v_o : la velocidad relativa entre observador y fuente

v : la velocidad del sonido.

2.4.1.1.2 Condición de funcionamiento efecto doppler.

Funciona cuando en el fluido existen partículas, burbujas de gas u otras impurezas similares que permitan reflejar las ondas de sonido. (Ver figura 2.12).

FIGURA 2.12 PRINCIPIO DE EFECTO DOPPLER



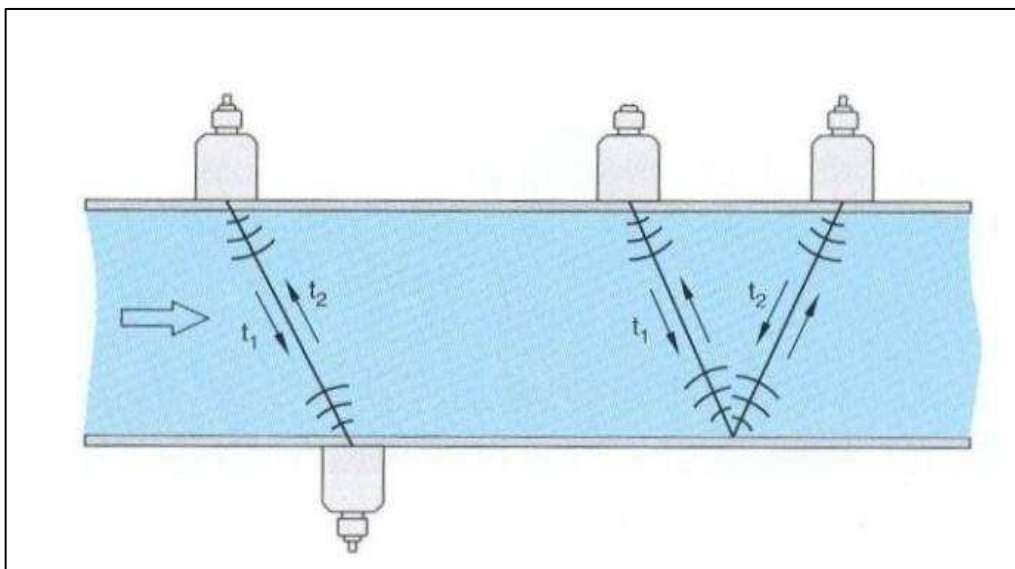
FUENTE: FlowMeasurementHandbook

2.4.1.1.3 Tiempo de transito de señal.

Método en la cual la velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas sonoras.

Este fenómeno se puede entender en términos sencillos a partir de una analogía: nadar contra corriente requiere más esfuerzo y tiempo que nadar en el sentido de la corriente. El método de medición de caudales por ultrasonidos a partir del tiempo de tránsito de la señal se basa en esta evidencia física. (Ver figura 2.13)

FIGURA 2.13 TIEMPO DE TRÁNSITO DE SEÑAL



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

Mediante el uso de los tiempos de tránsito, la velocidad media del fluido y la velocidad del sonido se puede calcular. La utilización de dos tiempos de tránsito t_{up} y t_{down} y la distancia entre la recepción y transmisión de transductores de L y el ángulo de inclinación α se puede escribir las ecuaciones:

$$v = \frac{L}{2 \sin \alpha} * \frac{t_{up} - t_{down}}{t_{up} * t_{down}} \quad y \quad c = \frac{L}{2} * \frac{t_{up} + t_{down}}{t_{up} * t_{down}} \quad \text{Ecuación (2.21)}$$

Donde:

v : Es la velocidad media del fluido a lo largo de la trayectoria del sonido y

c : Es la velocidad del sonido.

2.5 MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS (GEOSERVICES)

Los medidores de masa Coriolis fueron introducidos a principios de 1980 y han ganado aceptación como aparatos medidores precisos y confiables la misma que mide la tasa de flujo de masa de manera directa, eliminando la necesidad de compensaciones de presión y temperatura.

Las aplicaciones petroleras requieren más a menudo lecturas o salidas de tasas de flujo volumétricas, para llevar acabo una medición volumétrica un transmisor medidor de flujo de masa calcula la tasa de flujo volumétrica (Q) desde la tasa de flujo de masa (m) medida y mide la densidad (ρ):

$$Q = m/\rho \text{ Ecuación (2.22)}$$

Donde:

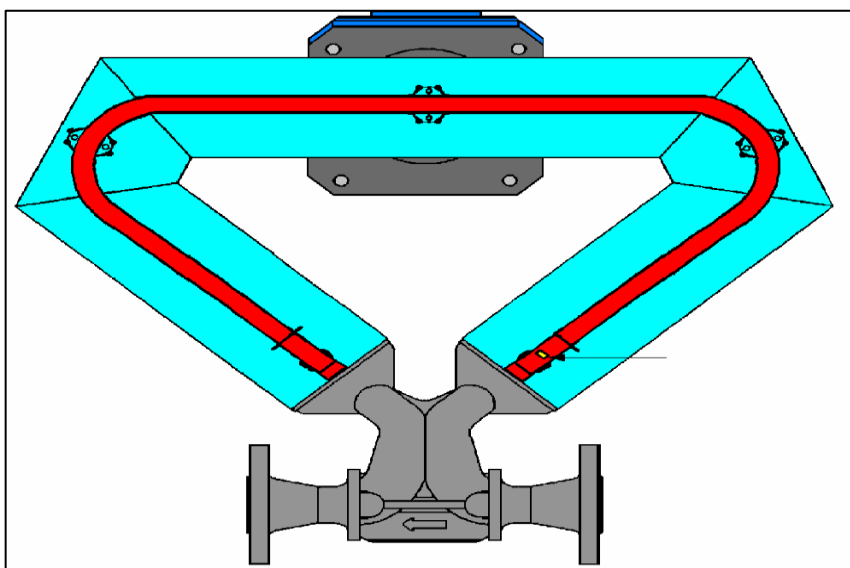
Q = tasa de flujo volumétrica

m = masa medida

ρ = densidad

La precisión de la medición refleja la incertidumbre combinada del flujo de tasa y densidad.

FIGURA 2.14 MEDIDOR MÁSIKO TIPO CORIOLIS



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

La generación de la fuerza Coriolis puede producirse de dos formas:

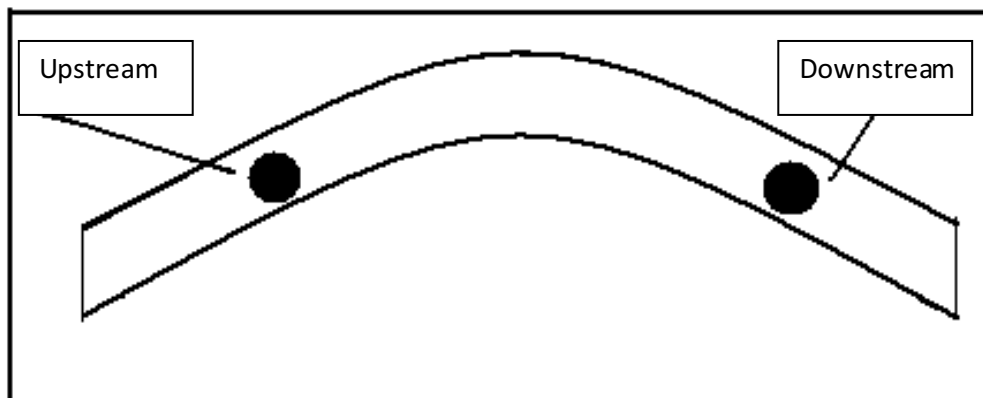
1. Por inversión de las velocidades lineales del fluido mediante la desviación de un bucle en forma de omega en estado de vibración controlada (frecuencia de resonancia). La vibración del tubo perpendicular al sentido de desplazamiento del fluido crea una fuerza de aceleración en la tubería de entrada del fluido y una fuerza de deceleración en la de salida. Se genera un par cuyo sentido va variando de acuerdo con la vibración y con el ángulo de torsión del tubo, que es directamente proporcional a la masa instantánea de fluido circulante.
2. Por inversión de las velocidades angulares del fluido mediante un tubo recto. Por la vibración a la que se somete el tubo, existe una diferencia de fase entre las velocidades angulares en distintos puntos. Esta diferencia de fase es la que miden los sensores y es proporcional al caudal másico. La ventaja del tubo recto respecto al tubo omega es que su pérdida de carga es muy baja.

2.5.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La operación del medidor Coriolis se explica mediante la aplicación de la segunda ley de Newton, $F = m \times a$ (Fuerza: masa por aceleración), los tubos vibrantes ejercen una fuerza sobre el fluido, en respuesta, el fluido ejerce una fuerza Coriolis (F_c) sobre el tubo. El fluido moviéndose hacia el medio del tubo se opone al movimiento de este, mientras que el fluido que corre desde el medio hacia fuera refuerza el movimiento del tubo. En vista de que el tubo de flujo es elástico, las paredes se doblan como respuesta a esta fuerza Coriolis.

Bajo condiciones de flujo cero, las señales generadas aguas arriba y aguas abajo del sistema de impulsión están en fase como se observa en la figura 2.15.

FIGURA 2.15 TUBO DEL MEDIDOR SIN FLUJO



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

Cuando se incrementa la tasa de flujo, la magnitud de la deflexión crece y cuando la tasa de flujo disminuye la magnitud de la deflexión también. Se evidencia la deflexión del tubo mediante la diferencia o corrimiento de las fases de las señales tomadas aguas arriba o aguas abajo.

Se usan varios métodos para medir la deflexión de Coriolis:

- Medición de corrimiento de la fase.
- Medición directa de la deflexión.

2.5.1.1 Medición de corrimiento de la fase.

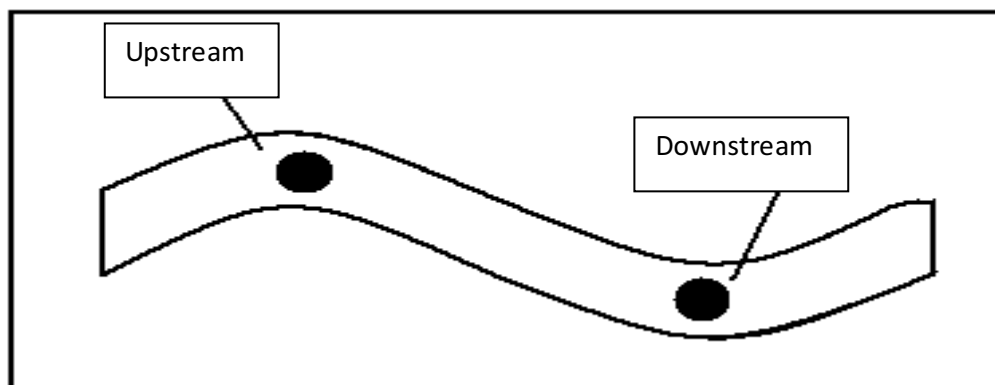
Es la técnica más comúnmente aplicada, es la medición del corrimiento de la fase aguas arriba y aguas abajo desde los puntos de toma de señal de las bobinas. Dado que las diferencias de fase ocurren en el tiempo, la medición de la diferencia de tiempo entre las dos señales produce una diferencial "delta de tiempo" valor que es proporcional a la tasa de flujo de masa.

2.5.1.2 Medición directa de la deflexión.

Es la medición directa de la deflexión del tubo como resultado de la F_c , para lo cual se realizan mediciones continuas de las señales aguas arriba y aguas abajo y se ejecuta la sustracción de la señal de salida con la señal de entrada. El resultado es una onda de señal sinusoidal continua que representa la magnitud de la deflexión Coriolis.

Las técnicas de procesamiento digital tales como la demodulación sincrónica, calculan y proveen una señal continua positiva de flujo de masa. En la figura 2.16 se ilustra las señales de respuesta Coriolis.

FIGURA 2.16 TUBO DEL MEDIDOR EN CONDICIONES DE FLUJO



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

2.6 NORMAS APLICADAS A LOS MEDIDORES

2.6.1 MEDIDOR VENTURI

Las normas utilizadas en la construcción e instalación de medidores venturi, se detallan a continuación:

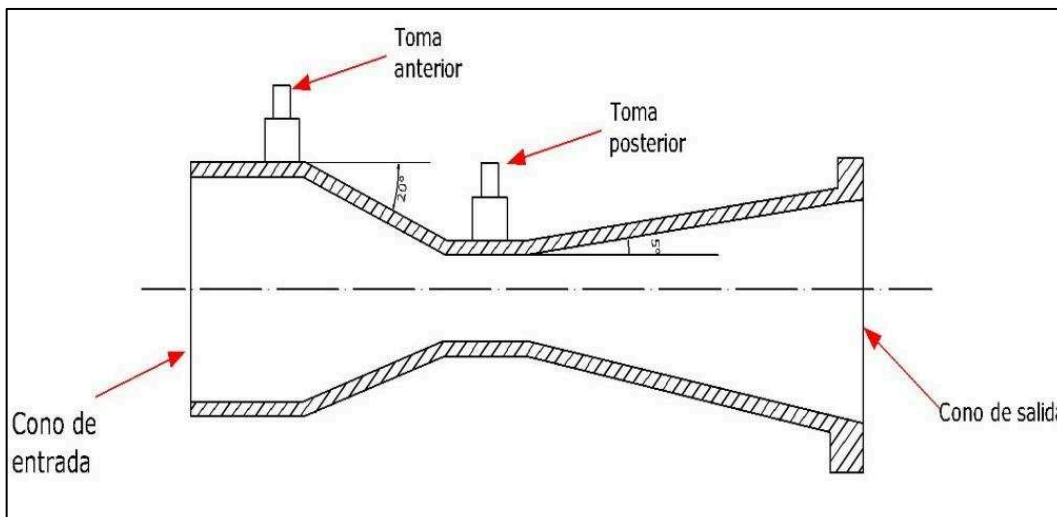
- ISO 5167-1980: Medida de flujo de fluidos por medio de placa orificio, toberas o tubos venturi, insertados en conductos de sección circular.
- ASME 19.5: Medición de fluidos.
- Api 2530: Medición de gas natural.
- AGA – 3 y AGA – 7: Medición de flujo de gas.

Estas normas nos proporcionan los datos y parámetros de:

- Pérdidas de carga en los elementos.
- Condiciones de instalación en tramos rectos de tubería con distancias mínimas a codos, curvas válvulas, y otros accesorios.

Un tubo venturi Consiste en un estrechamiento gradual cónico, como se puede observar en la Figura 2.17.

FIGURA 2.17 ESQUEMA DE UN TUBO VENTURI



FUENTE: Instrumentos Basados en Desplazamiento Positivo y Presión Diferencial

La finalidad de un tubo venturi es provocar una caída de presión, y una descarga con una salida suave, se lo utiliza bajo las siguientes consideraciones:

- Se lo utiliza cuando es importante limitar la caída de presión, es decir reducir al máximo las pérdidas.
- Se lo utiliza con líquidos contaminados o viscosos.

Se lo utiliza cuando se tiene relaciones de velocidad altas hasta de 4:1

2.6.2 NORMA API MPMS 5.8 PARA MEDIDOR ULTRASÓNICO

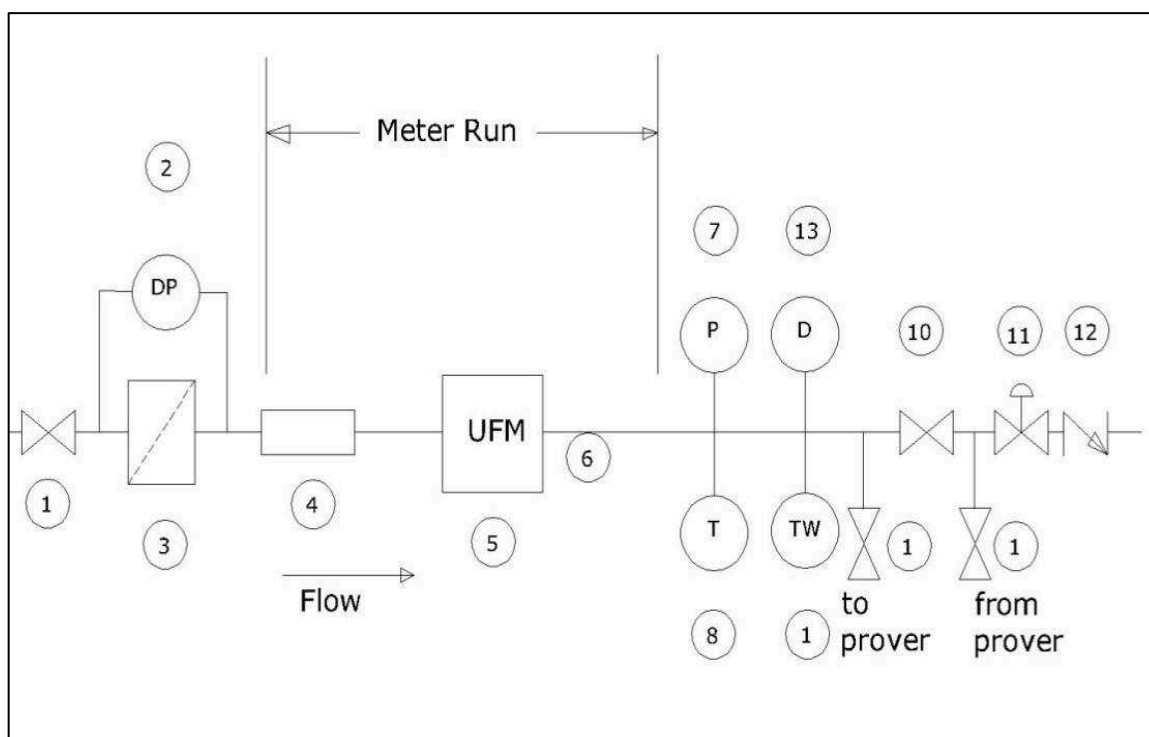
Describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia, cuando un medidor ultrasónico es usado en la medición de hidrocarburos líquidos.

2.6.2.1 Consideraciones de diseño.

El diseño un medidor de flujo ultrasónico tiene las siguientes consideraciones:

- Debe considerar los flujos máximos y mínimos de caudal, temperaturas, presión y las siguientes propiedades físicas: viscosidad, densidad relativa, presión de vapor y corrosividad.
- Los dispositivos de temperatura, presión y los detectores de densidad deben ser instalados de una manera que tenga relación con las actuales condiciones de medición. Estos son colocados preferentemente aguas abajo del medidor como se muestra en la figura 2.18.
- El tiempo de tránsito de los medidores ultrasónicos no requiere del uso de filtros, ya que estos medidores no tienen partes mecánicas móviles que puedan ser afectadas por la presencia de sólidos. El uso de filtros puede ser requerido para proteger los equipos asociados como probadores o bombas.
- Si aire o vapor están presentes en el flujo de vapor, se deben colocar eliminadores para minimizar el error en la medida (ver figura 2.18).

FIGURA 2.18 INSTALACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR ULTRASÓNICO



FUENTE: Handbook of Multiphase Flow Metering

Componentes

1. Válvula block (si es requerida)
 2. Dispositivo de presión diferencial (si es requerido)
 3. Extractor o eliminador de gas (si es requerido)
 4. Elemento acondicionador de flujo
 5. Medidor de flujo ultrasónico
 6. Tubería recta
 7. Dispositivo de medición de presión
 8. Dispositivo de medición de temperatura
 9. Probador de temperatura de pozo
 10. Válvula positiva para corte y sangrado
 11. Válvula de control (si es requerida)
 12. Válvula check (si es requerida)
 13. Densímetro (si es requerido)
- El diseño del sistema debe asegurar que la medición del líquido esté bajo las condiciones de operación. La colocación de los medidores en puntos altos no debe ser permitida. Los medidores ultrasónicos deben ser instalados en cualquier posición plana. Sin embargo, se debe tomar precaución para que los transductores no sean colocados en la cima o fondo de la tubería para minimizar los efectos de aire o sedimentos. La instalación debe estar orientada de acuerdo a la recomendación de los fabricantes.
 - Los diseños deben obedecer los códigos y regulaciones aplicables.
 - Los medidores pueden protegerse de las presiones excesivas a través del uso apropiado de dispositivos de alivio de presión. Ésta protección puede requerir de la instalación de otro tipo de equipos.
 - La presión de operación en los medidores debe mantenerse sobre la presión de vapor.

2.6.2.2 Flujobidireccional

- Si el medidor es utilizado en flujo bidireccional, un acondicionador debe ser instalado aguas arriba en ambas entradas del medidor.
- Si el medidor es usado para medir flujo bidireccional, la recalibración y medida del factor debe ser realizada para cada dirección.
- Si el medidor es utilizado más a menudo en una dirección que en otra, los instrumentos de temperatura, presión y/o densidad deben ser colocados aguas abajo en la dirección de la corrida.

2.6.2.3 Instalación

Se deben seguir las normas aplicables a la industria cuando se instalan los componentes del medidor.

2.6.2.3.1 Acondicionamiento de flujo.

Son elementos utilizados para reducir los remolinos o los perfiles distorsionados de velocidad. El diseño debe proporcionar un flujo condicionado aguas arriba y abajo del medidor. Las longitudes de tuberías rectas de 10 diámetros de tubo con acondicionador de flujo (20 o más diámetros de tubería sin acondicionador de flujo) aguas arriba del medidor y 5 diámetros de tubería aguas abajo del medidor deben proveer una condición efectiva, a menos que las recomendaciones del fabricante o las investigaciones de flujo avalen otras longitudes (ver figura 2.18).

2.6.2.3.2 Válvulas.

Las válvulas requieren de una especial consideración, ya que su localización y comportamiento pueden afectar la exactitud de la medición.

La localización habitual de las válvulas de control de presión y flujo debe ser aguas abajo del medidor, para prevenir accidentes involucrados en la operación.

Las válvulas, particularmente aquellas que se encuentran entre el medidor y el probador requieren una válvula de doble bloqueo, para prevenir fugas.

2.6.2.3.3 Tubería.

Se seguirán las normas aplicables a la industria cuando se instalen los componentes del medidor. El medidor debe tener un valor de presión adecuado para el sistema en el cual es instalado.

Considerando los límites máximos y mínimos de la presión, nos aseguramos que las presiones de trabajo incluyan condiciones de operación anormales como cierres por mantenimiento y obstrucciones de flujo.

2.6.2.3.4 Dispositivos electrónicos.

Los sistemas electrónicos de los medidores ultrasónicos incluyen fuentes de alimentación, microcomputadores, componentes procesadores de señal y circuitos transductores ultrasónicos que pueden alojarse localmente o remotamente en el medidor y esto tiene referencia con la unidad de procesamiento de señal (SPU). El SPU debe operar sobre las condiciones ambientales especificadas dentro de los requisitos de medición.

2.6.2.3.5 Parte eléctrica.

Los sistemas eléctricos deben ser diseñados e instalados de acuerdo a las áreas de aplicación, para proporcionar una fidelidad y seguridad apropiadas.

Los medidores ultrasónicos y sus cables interconectados son susceptibles a la interferencia electromagnética (IEM).

La señal eléctrica generada por los medidores ultrasónicos al ser relativamente baja puede ser afectada por la interferencia eléctrica de equipos y alambrados cercanos al medidor. Para esto los medidores utilizan varios materiales que proporcionan un escudo en contra de esta interferencia.

Los cables, caucho, plástico y otras partes expuestas deben ser resistentes a la luz ultravioleta, fuego, aceite y grasa.

El pobre diseño de protección catódica, puede ser fuente de potencial interferencia con las señales de los medidores ultrasónicos.

Un regulador de la alimentación eléctrica será requerido para las continuas operaciones de medición.

2.6.3 NORMA API MPMS 5.6 PARA MEDIDORES CORIOLIS

Describe los métodos para conseguir niveles de exactitud en la transferencia de custodia cuando un medidor coriolis es usado en la medición de hidrocarburos líquidos.

En el desarrollo de éste punto se describirá las partes más relevantes, que tienen que ver con:

- Sensor.
- Transmisor.
- Condiciones de Instalación.

La aplicación de estas normas es cualquier división de la industria petrolera donde la medición dinámica de flujo es necesaria.

2.6.3.1 Sensor de flujo.

Se necesita seleccionar medidores de flujo para medir parámetros seguros y con precisión sobre el rango de funcionamiento. El sensor nos da la medida directa de la masa de flujo y la densidad; todos los otros parámetros se infieren de estas dos mediciones.

Cabe notar que los medidores Coriolis tienen una señal de salida basada en la masa y esto nos permite solucionar los errores por sólidos asociados con los medidores volumétricos.

La selección del material está basada en las propiedades del fluido, es decir, si éste es corrosivo o si existen materiales de formación abrasivos.

2.6.3.1.1 Configuración del sensor.

Cada fabricante diseña un sensor diferente y cada uno tendrá su propia configuración en la tubería, la cual está influenciada por:

- Caída de presión dentro del medidor
- Susceptibilidad a la corrosión y cavitación.
- Caudal mínimo y máximo.
- Exactitud de la medida.
- Susceptibilidad a taponamientos y parafinas.

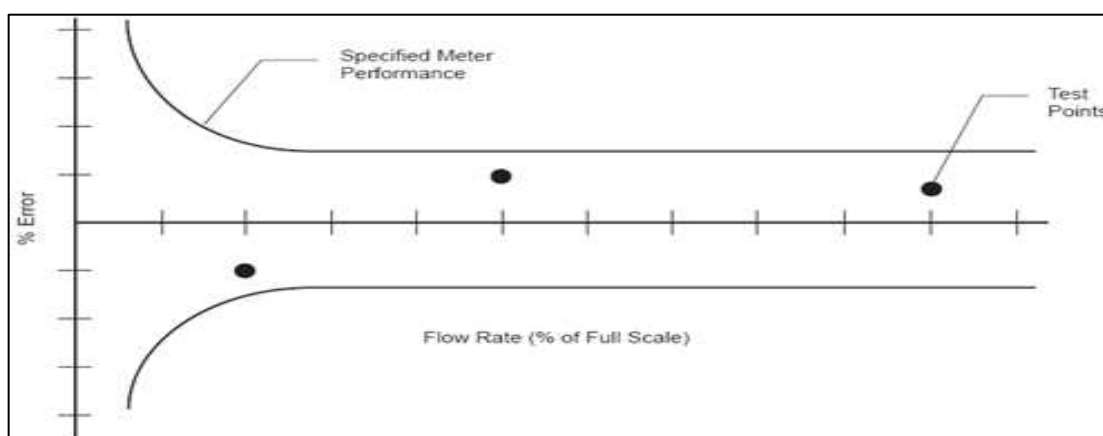
La caída de presión para una instalación en particular dependerá de la configuración de la tubería, densidad, viscosidad del fluido y el caudal de fluido deseado.

Las velocidades de flujo altas con presencia de partículas abrasivas pueden causar corrosión y fallas en el sensor.

2.6.3.1.2 Exactitud del sensor.

Es una función del flujo másico a través del sensor, los límites de errores son frecuentemente provistos por los fabricantes para caudales máximos del 100% a porcentajes pequeños de éste caudal. Como otros mecanismos de medida, la incertidumbre incrementa cuando el caudal se aproxima a cero. Como se muestra en la gráfica 2.19

GRÁFICA 2.19 ESPECIFICACIÓN TÍPICA DE UN MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS



FUENTE: FlowMeasurementHandbook

La exactitud del sensor de flujo también puede ser afectada por pulsaciones y vibraciones agudas. Se debe seleccionar un medidor que se encuentre dentro de los rangos de exactitud requeridos para minimizar la influencia de dichos factores.

2.6.3.1.3 Rangos de presión.

El sensor de flujo debe tener un rango de presión adecuado para su instalación. Considerando los límites máximos y mínimos de la presión a través del sensor de flujo, nos aseguramos que las presiones de trabajo incluyan condiciones de operación anormales como cierres por mantenimiento y obstrucciones de flujo.

2.6.3.1.4 Parte eléctrica

Hay que considerar los requerimientos de energía para el sensor de flujo y el transmisor. Es decir, diseñar un sistema eléctrico que nos proporcione fidelidad y seguridad en la señal.

El sensor, el transmisor y los cables que los conectan son susceptibles a la interferencia electromagnética (IEM).

La señal eléctrica generada al ser relativamente baja puede ser afectada por la interferencia eléctrica de equipos y alambrados cercanos al medidor. Para esto, los medidores utilizan varios materiales que proporcionan un escudo en contra de esta interferencia.

2.6.3.1.5 Documentación.

Los certificados de calibración, los resultados de pruebas, certificados del área eléctrica e informes de la pruebas de materiales deberán ser proporcionados por el fabricante.

2.6.3.1.6 Flujo bidireccional.

Si la aplicación de flujo bidireccional es requerida, se debe seleccionar un sensor de flujo que sea compatible con ésta condición.

2.6.3.1.7 Orientación del sensor.

Los diferentes fabricantes tienen los requerimientos específicos de acuerdo a la orientación del sensor asociada a la tubería.

2.6.3.2 Transmisor.

2.6.3.2.1 Medio ambiente.

Se debe evaluar la temperatura y humedad extremas para una apropiada protección.

2.6.3.2.2 Parte eléctrica.

Se requiere de una fuente de energía para mediciones continuas o intermitentes de la lectura de salida.

2.6.3.2.3 Facilidades de operación

- Tamaño del transmisor.
- Medios de configuración.
- Listado de parámetros.
- Facilidad de conexiones eléctricas.
- Facilidad de llegar al SET POINT y cambios de parámetros.
- Habilidad para totalizar flujos bidireccionales separadamente.
- Alarmas.

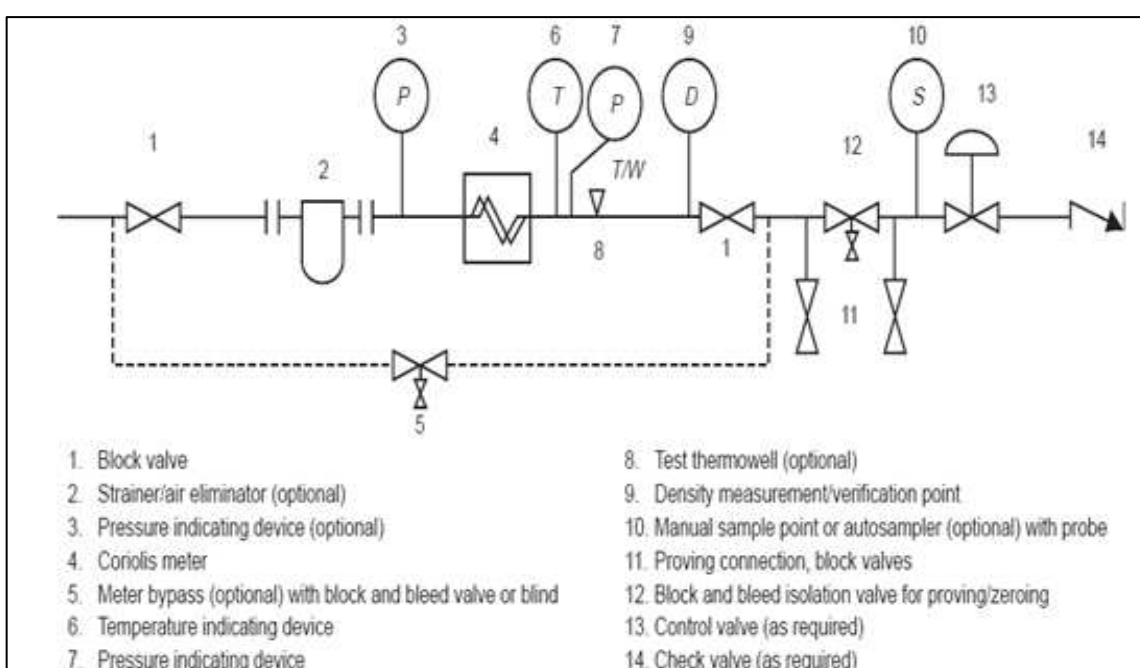
2.6.3.3 Consideraciones de diseño del sistema.

2.6.3.3.1 Generalidades.

- Las vibraciones externas pueden causar errores en la medición.

- El flujo bifásico (líquido y gas) puede afectar el comportamiento de la medición.
- Los sistemas de medición coriolis deben cumplir con todos los códigos y regulaciones aplicables.
- Un dibujo esquemático de una instalación típica se muestra en la figura 2.20.

FIGURA 2.20 ESQUEMA TÍPICO DE INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MÁSCICO TIPO CORIOLIS



FUENTE: Handbook of Multiphase Flow Metering

2.6.3.3.2 Instalaciones.

- Cuando el rango de flujo o la caída de presión son demasiado grandes para un medidor, la instalación de un conjunto de medidores puede ser usada en paralelo. Cuando más de un medidor se encuentra en paralelo, se deben proporcionar los medios para equilibrar el flujo a través de los medidores.
- Cualquier condición que tiende a contribuir en la vaporización o cavitación del líquido de vapor debe ser evitado, diseñando un sistema de medición con las condiciones de rango específicas. La vaporización o cavitación

pueden minimizarse o eliminarse manteniendo una presión suficiente a lo largo del medidor.

- El flujo bifásico como ya se mencionó afecta el comportamiento de la medición. Por tal motivo un medidor coriolis debe tener un equipo eliminador de aire/vapor, como sea necesario, para que la exactitud de la medida no se vea afectada.
- El efecto remolino de fluido y los perfiles de velocidad no uniformes que pueden ser causados tanto aguas arriba como aguas abajo del medidor, son diferentes uno del otro al depender de su diseño.
- Los medidores coriolis deben ser orientados para asegurarse que en la medición los tubos estén completamente llenos de fluido bajo la condiciones de flujo estático, puesto que si el gas se acumula puede causar falsas lecturas.
- Filtros u otros dispositivos de protección pueden ser instalados aguas arriba del medidor para remover objetos extraños, los cuales pueden causar errores en la medición.
- Se debe proveer accesos necesarios tanto para la lectura como para las reparaciones de los transmisores de medición. Hay que evitar instalaciones cerca de fuentes de vibración y pulsación.

CAPITULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MÁS EFICIENTES, EN LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ

3.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se analizará cual es el medidor de flujo mas optimo para ser implementado en cada campo, para esto se debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos de cada campo, además de las especificaciones técnicas de los medidores, las condiciones operativas de cada campo y su ubicación respecto de las estaciones de producción más cercanas.

Debido a que nuestro proyecto contempla la optimización de instalaciones de superficie, se busca suprimir la construcción una estación de producción en dichas locaciones, dado a que un medidor de flujo multifasico recibe los fluidos trifásicos directamente desde una línea de flujo que puede venir directamente del múltiple de producción, realiza las mediciones e inmediatamente devuelve los fluidos a la línea de flujo aguas abajo lo que nos permitirá suprimir la construcción de instalaciones de producción para cada locación, y mediante líneas de flujo se podrá llevar el fluido producido hasta la estación sin necesidad de separar sus fases, el poder procesar el fluido en una estación grande permitirá aprovechar el gas producido que actualmente se lo quema.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

3.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO DRAGO

Las características de los fluidos producidos por el Campo Drago, así como los caudales producidos son mostradas en la Tabla 3.1.

TABLA 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO DRAGO

| Caudal de Petróleo BPPD | Caudal de Agua BAPD | Caudal de Gas PCD | BSW % | Grado API |
|-------------------------|---------------------|-------------------|-------|-----------|
| 8,800 | 1,800 | 2'200,000 | 16 | 29 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO ARAZÁ

Las características de los fluidos producidos por el Campo Arazá, así como los caudales producidos son mostradas en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR EL CAMPO ARAZÁ

| Caudal de Petróleo BPPD | Caudal de Agua BAPD | Caudal de Gas PCD | BSW % | Grado API |
|-------------------------|---------------------|-------------------|-------|-----------|
| 365 | 1,800 | 166,000 | 83 | 27 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.3 ANÁLISIS TÉCNICO

Para el análisis técnico se procederá a describir: las características de servicio de cada medidor con sus respectivas ventajas y desventajas para compararlas entre si, haciendo énfasis en tres aspectos importantes: fiabilidad, mantenimiento y exactitud.

3.3.1 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS

El medidor de flujo de cuatro elementos está diseñado de tal forma que nos ayuda a obtener valores de las fracciones de petróleo, agua y gas, además ratas de flujo másico y volumétrico de las tres fases.

TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO DE CUATRO ELEMENTOS.

| | |
|------------------------------|--|
| Servicio | Petróleo, agua y gas |
| Presión de diseño | hasta 10,000 psi |
| Temperatura de diseño | de 0 a 150 ° C |
| Rango de Flujo | Cortes de agua de 0 a 100% y las fracciones de gas de 0 a 98%. |
| Señal | Frecuencia |
| Exactitud | ± 10 % de la proporción en líquidos; ± 10 % de la proporción de gas |
| Tamaño | 2-12 " |

FUENTE: RoxarMultiphase Meter

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.3.1.1 Ventajas

- Reemplaza al separador de prueba.
- El medidor multifásico no posee partes móviles lo que representa un mantenimiento bajo, puesto que sus componentes no sufren desgaste por contacto entre ellos.
- Soporta presiones de 10000 psi y temperaturas de hasta 150°C.
- Crea poca o ninguna pérdida de presión, o pérdidas de producción asociada.
- La fuente radiactiva de Cesio 137 (Cs 137) tiene una vida media de 30.17 años y vida útil de 15 años.
- Por su tamaño compacto no utiliza un gran espacio, por ésta razón las obras civiles y las instalaciones de superficie complementarias son mínimas.
- Por no tener restricciones al flujo significativas el medidor es menos propenso a la acumulación de escala.

3.3.1.2 Desventajas

- Lossensores capacitivos no son útiles para flujos con fase continua de agua y los sensores inductivos en fase continua de petróleo por lo que deben estar presentes en conjunto para identificar correctamente la composición del fluido, sin importar el fluido predominante, al tener dos sensores para realizar una misma medición la estructura del medidor se hace mas complicada.
- Un medidor Venturi nos es de mucha utilidad cuando se tienen fracciones de gas mayores al 85%.
- Con valores de la GVF comprendidos entre 30-60% y 80-100%, se habla \pm 10% de incertidumbre en el valor medido de la velocidad de flujo de gas; y con un rango de GVF de 60-80% esta incertidumbre se incrementa a \pm 15%.

3.3.2MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL

El medidor Venturi – Gamma de Energía Dual, utiliza un Venturi para realizar la medición de tasas de flujo másico debido a su simplicidad, su eficiencia para mezclar las fases y el hecho de que la caída de presión a través de un Venturi se puede convertir a tasa de flujo másico.

TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR VENTURI-GAMMA DE ENERGÍA DUAL

| | |
|------------------------------|--|
| Servicio | Petróleo, agua y gas |
| Presión de diseño | 5,000 psi |
| Temperatura de diseño | de -40° C a 150 ° C |
| Rango de flujo | Entre 4,000 y 25,000 BPD con flujos de gas de 100 y 300,000 PCD |
| Señal | Frecuencia |
| Exactitud | \pm 3% de la proporción en líquidos; \pm 1% de la proporción de gas |
| Tamaño | 2" de diámetro |

FUENTE: SchlumbergerMultiphase Meter

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.3.2.1 Ventajas

- Reemplaza al separador de prueba.
- No posee partes móviles.
- Permite un manejo de la información en tiempo real y un control remoto de la unidad, con las ventajas económicas que esto involucra.
- La fuente radiactiva de Bario 133 (Ba 133) tiene una vida media de 10.5 años y vida útil de 10 años.
- No hay Necesidad de Calibraciones Dinámicas.
- Por su tamaño compacto no utiliza un gran espacio, por ésta razón las obras civiles y las instalaciones de superficie complementarias son mínimas
- No necesita secciones de tubería, en particular aguas arriba y abajo.
- En el medidor venturi el flujo puede ser tratado como si fuera una sola fase con propiedades equivalentes a la mezcla.
- El utilizar medidores de rayos gamma, permite realizar mediciones independientes de la fase continua; así, medirá de igual manera con fase continua de petróleo (0 – 40% WLR) o de agua (70 – 100% WLR), o incluso en la zonas intermedias donde se forman las emulsiones.
- Minimiza Problemas de Precisión en Reportes.
- Monitoreo Local y/o Mundial.
- Minimiza Problemas de Precisión en Reportes.
- La Precisión no es afectada por Emulsiones.
- Habilidad de detectar Inmediatamente Cambios Bruscos.
- Operación Remota y Adquisición de Datos.

3.3.2.2 Desventajas

- Presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del venturi pueden causar que la rata de flujo calculada sea más baja que la verdadera, y con presiones diferenciales mayores se obtienen ratas de flujo pero con incertidumbres demasiado altas.

3.3.3 MEDIDOR ULTRASÓNICO

Este medidor ultrasónico funciona si en el fluido existen partículas, burbujas de gas u otras impurezas similares que permitan reflejar las ondas de sonido.

TABLA 3.5 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR ULTRASÓNICO

| | |
|------------------------------|---|
| Servicio | Líquidos relativamente limpios |
| Presión de diseño | A través de la tubería determinado por su límite, no limitado por el engrampado |
| Temperatura de diseño | -300°F a +500°F |
| Rango de flujo | 40 ft/s |
| Señal | Analógica o digital |
| Exactitud | ±1% de porcentaje |
| Tamaño | ½" hacia arriba |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.3.3.1 Ventajas

- Los medidores ultrasónicos están ahora disponibles con la precisión requerida para custodia y transferencia tales como detección de fugas, mediciones localizadas y calibración de medidores.
- El medidor ultrasónico no obstruye el Flujo.
- Puede ser Bidireccional.
- Se usa con líquidos conductivos y no conductivos.
- No requieren mantenimiento.
- No existen caídas de presión.
- No posee partes móviles.
- Bajos costos de Instalación.

- Posee auto diagnóstico.
- No existe restricción en el límite del flujo.

3.3.3.2 Desventajas

- Debe tener perfil de flujo uniforme.
- Se usa con líquidos relativamente limpios.
- Sólo es usado para medir líquidos.
- La exactitud es relativamente pobre respecto a su precio ($\approx 1 - 2\%$).

3.3.4 MEDIDOR MÁSCICO TIPO CORIOLIS.

Estos medidores miden la masa y no se ven afectados por: temperatura, presión, densidad, viscosidad, perfil del flujo, conductividad, velocidad, número reynolds.

TABLA 3.6 CARACTERÍSTICAS DE SERVICIO DEL MEDIDOR MÁSCICO TIPO CORIOLIS.

| | |
|------------------------------|---|
| Servicio | Líquidos limpios y gases |
| Presión de diseño | Hasta 1,500 psi |
| Temperatura de diseño | -60°F a +165°F |
| Señal | Analógica electrónica o frecuencia |
| Exactitud | $\pm 1\%$ de la escala llena a $\pm 1\%$ del porcentaje |
| Tamaño | Hasta 6" |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.3.4.1 Ventajas.

- La medición es para caudales de líquidos y gases.
- Medición directa del caudal másico para lo cual no requiere de compensación de presión y temperatura.
- No depende de la viscosidad y de la densidad del fluido.
- La exactitud de medición es muy alta.
- El sensor es multivariable, mide a la vez el caudal másico, densidad y temperatura.
- Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.
- No posee partes móviles.

3.3.4.2 Desventajas.

- Su uso se restringe a fluidos con baja concentración de gases o en una sola fase.
- Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados
- Sus diámetros son limitados en su aplicación.

3.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Los medidores de Flujo másico tipo Coriolis no nos proporcionan mediciones de las fracciones de los fluidos, además producen caídas de presión considerables, esto produce que existan pérdidas de producción en superficie, debido a estas consideraciones la aplicación de los medidores no es viable para los campos Drago y Arazá.

Los Medidores de Flujo Ultrasónicos tienen la factibilidad de ser aplicados por su diversidad de diámetros, requieren de mantenimiento bajo, rápida recuperación de la inversión y su medición no es invasiva, pero, a diferencia de los otros medidores de flujo multifásico, los medidores ultrasónicos no pueden realizar mediciones si existe gas en la composición del flujo, esto hace que no sean aplicables para los

requerimientos del estudio realizado, debido a que los pozos en producción presentan gas en producción, siendo mejor aplicables en la sustitución de Unidades LACT.

El medidor de Flujo multifásico de cuatro elementos nos proporciona mediciones confiables de parámetros de flujo, como son la velocidad y las fracciones del fluido con una precisión confiable debido a sus cuatro sistemas de medición de parámetros, estos sistemas deben trabajar en conjunto para obtener resultados confiables, esta condición hace que el funcionamiento del medidor sea complejo, pero el medidor cumple con las especificaciones de medición requeridas para ser aplicados en los campos estudiados.

Los medidores de Flujo Multifásico Venturi – Gamma de Energía Dual, a diferencia de los medidores de Cuatro Elementos poseen un detector de dos niveles de radioactividad lo que reemplaza a los sensores capacitivos e inductivos, esto hace que la respuesta del medidor no dependa del tipo de fluido para determinar la velocidad y las fracciones del fluido a tiempo real, por lo que la estructura y funcionamiento de los medidores Venturi Gamma de Energía Dual sea más sencilla, proporcionando mediciones de igual confiabilidad.

3.4.1 PARÁMETROS DE COMPARACIÓN DE LOS MEDIDORES

Para comparar las características de los medidores de flujo multifásico se ha tomado en cuenta los parámetros más importantes de cada uno de los medidores, en la Tabla 3.7, se muestra la comparación de las características de cada uno de los mismos.

Del análisis realizado podemos observar que la mejor tecnología aplicable a los campos Drago y Arazá son los Medidores Multifásicos Venturi – Gamma de Energía Dual, debido a que pueden medir sin problemas los fluidos producidos por los campos en estudio, representan bajos costos de mantenimiento en relación a tecnologías anteriores de medición de flujo, son menos complejos que los medidores de cuatro elementos proporcionando medidas de igual confiabilidad.

TABLA 3.7 CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

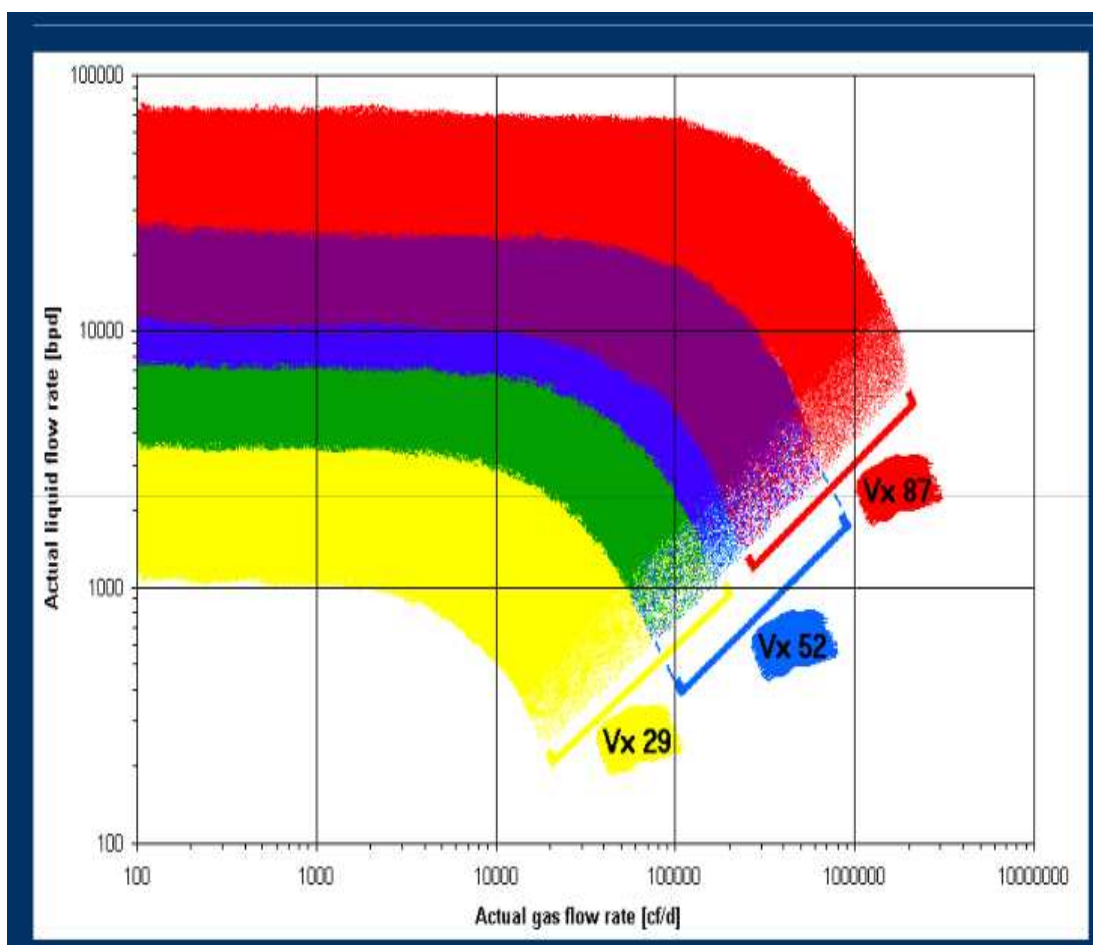
| Parámetros | Tipos de Medidores | | | |
|-------------------------|-----------------------------|------------------------------|----------------------|---------------|
| | Medidor de Cuatro Elementos | Venturi – Gamma Energía Dual | Másico tipo Coriolis | Ultrasónicos |
| Costo Instalación | Alto | Alto | Bajo | Bajo |
| Costo Mantenimiento | Muy Alto | Alto | Medio | Bajo |
| Medida | Directa | Directa | Inferida | Inferida |
| Reynolds | No Afecta | No afecta | No afecta | Hasta 10000 |
| Mantenimiento | Alto | Alto | Medio | Bajo |
| Rango Temperatura, °C | 0 – 150 | -40 a 150 | 250 | 0 a 250 |
| Rango Presión, psig | Hasta 10000 | Hasta 5000 | Hasta 1500 | Hasta 1000 |
| Fluidos Sucios | No Afecta | No Afecta | Si Afecta | No Afecta |
| Produce Vibración | No | No | Si | No |
| Sentido Flujo | Unidireccional | Unidireccional | Bidireccional | Bidireccional |
| Sólidos en Suspensión | No Afecta | No Afecta | Si Afecta | No Afecta |
| Tipo Salida | Lineal | Lineal | Lineal | Lineal |
| Tipo Medición | Volumen | Volumen | Masa | Volumen |
| Acondicionador de Flujo | No Tiene | Si Tiene | No Tiene | Si Tiene |
| Caída de Presión | Baja | Baja | Muy Alta | Ninguna |
| Repetitibilidad | 0.01 | 0.01 | 0.04 | 0.05 |

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

3.5 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LAS GARGANTAS PARA EL VENTURI DE LOS MEDIDORES

El diámetro adecuado de las secciones Venturi para las condiciones operativas de los campos Drago y Arazá se selecciono utilizando el rango de operaciones de los campos, mostrado en el Grafico 3.1.

GRAFICO 3.1 RANGO DE OPERACIONES DE LAS GARGANTAS



FUENTE: SchlumbergerTestingServices.

3.5.1 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA GARGANTA PARA EL VENTURI EN EL CAMPO DRAGO

La locación Drago Este que es donde se va a implementar el medidor de flujo multifásico tiene la siguiente producción (ver tabla 3.8):

TABLA 3.8 PRODUCCIÓN DRAGO ESTE

| POZO | BPPD | BAPD | BFPD | BSW % | Gas MPCD | API | Arena |
|-----------------|-------|------|-------|-------|----------|------|-------|
| DG-E 5D | 544 | 307 | 851 | 36 | 145 | 27.4 | UI |
| DG-E-8D | 922 | 359 | 1,281 | 28 | 230 | 33.4 | TI |
| DG E-1 | 723 | 204 | 927 | 22 | 190 | 27.3 | U |
| DG E 12D | 1,839 | 38 | 1,877 | 2 | 377 | 27.3 | TI |
| SUBT | 4,028 | 907 | 4,935 | 18 | 944 | | |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Se puede observar que el pozo con la mayor producción es el Drago Este 12D, con una producción de líquido de 1877 BFPD y una producción de Gas de 458864 PCD, al ingresar esos valores en el Grafico – la garganta nos da como resultado que la garganta apropiada para el Campo es la boquilla Vx-52.

3.5.2 SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA GARGANTA PARA EL VENTURI EN EL CAMPO ARAZÁ

La locación Drago Este que es donde se va a implementar el medidor de flujo multifásico tiene la siguiente producción (ver tabla 3.9):

TABLA 3.9 Producción Arazá

| POZO | BPPD | BAPD | BFPD | BSW % | Gas MPCD | API | Arena |
|--------------------|------------|--------------|--------------|-------|------------|------|-------|
| ARAZA – 01 | 148 | 1,704 | 1,852 | 92 | 70 | 24.5 | UI |
| ARAZA - 02D | 217 | 102 | 319 | 32 | 96 | 31.5 | TI |
| TOTAL | 365 | 1,806 | 2,171 | | 166 | | |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Se puede observar que el pozo con la mayor producción es el Arazá 01, con una producción de líquido de 1852 BFPD y una producción de Gas de 70,000 PCD, al ingresar esos valores en el Grafico – la garganta nos da como resultado que la garganta apropiada para el Campo es la boquilla Vx-52.

3.5.3 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL MEDIDOR PARA LOS CAMPOS GRAGO Y ARAZÁ

Las características del medidor seleccionado para los campos Drago y Arazá están especificadas en la tabla 3.10.

TABLA 3.10 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL MEDIDOR PARA LOS CAMPOS GRAGO Y ARAZÁ

| Parámetros | Medidor Vx – 52 | Campo Drago | Campo Arazá |
|-------------------|------------------|-------------|-------------|
| Caudal de Líquido | 800 – 7,000 BFPD | 1,877 BFPD | 1,852 BFPD |
| Caudal de Gas | Hasta 500 MPCD | 377 MPCD | 96 MPCD |
| Presión | 0 - 5,000psi | 30 psi | 30 psi |
| Temperatura | Hasta 150° C | 120° C | 130° C |
| Viscosidad | Hasta 200 cP | 70 cP | 57 cP |
| Grado API | Desde 18° | 29° | 29° |

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

OBSERVACIONES

- El medidor tiene una capacidad de medición hasta 7,000 BFPD y hasta 500 MPCD de gas, los campos Drago y Arazá tienen una producción que se encuentra dentro del caudal a medir.
- El medidor tiene un rango de presión de 0 a 5,000 psi, los pozos tienen una presión de cabeza promedio de 30 psi para Drago y 30 psi para Arazá, por lo que la presión no representa ningún limitante para las mediciones en los campos.
- El medidor puede soportar una temperatura de hasta 150° C, los pozos producen a una temperatura promedio de 120° C para Drago y 150° C para Arazá, por lo que la temperatura no representa ningún limitante para las mediciones en los campos.
- La viscosidad promedio de los fluidos es: 70 cP para Drago y 57 cP para Arazá, el medidor puede trabajar con fluidos de viscosidades hasta 200 cP, por lo que la viscosidad de los fluidos de los campos esta en el rango.
- El medidor puede trabajar hasta con fluidos de 18° API, el grado API promedio de los fluidos producidos es 29° API para Drago y Arazá.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

4.1 GENERALIDADES

En capítulos anteriores se revisaron las nuevas tecnologías de medición de flujo multifásico, además se realizó el análisis técnico para seleccionar el tipo de medidor más eficiente, como complemento del presente proyecto se establecerán ciertas comparaciones en cuanto a costos para justificar que la aplicación del proyecto sea viable.

El costo de un medidor de flujo multifásico es mayor que el costo de un separador de prueba, sin embargo las instalaciones de superficie que se deben realizar en la implementación de un medidor de flujo multifásico son mucho menos costosas que las requeridas por un separador de prueba.

El análisis técnico determinó que los medidores apropiados para los Campos Drago y Arazá son:

- Medidor de Flujo de Cuatro Elementos
- Medidor de Flujo Venturi – Gamma de Energía Dual.

El presente análisis se realizará en base a estos dos medidores de Flujo, comparando los valores requeridos para usar estas tecnologías.

A continuación se analiza las diferencias económicas entre el uso de un separador de pruebas y el empleo de los medidores de flujo multifásico tomando en cuenta los costos de implementación y mantenimiento.

4.2 COSTOS DE INSTALACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

4.2.1 MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS

4.2.1.1 Costos de Implementación

Los costos de implementación del medidor de Flujo Multifásico de Cuatro Elementos se han desglosado, tomando en cuenta cada uno de los mismos, estos rubros se detallan en la tabla 4.1

TABLA 4.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS

| DETALLE | COSTO |
|---------------------------------|----------------|
| Unidad de Medición | 310,000 |
| Transporte | 5,000 |
| Instalación y conexiones | 25,000 |
| TOTAL | 340,000 |

FUENTE: RoxarMultiphase Meter

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Los rubros mostrados en la tabla 4.1 están descritos a continuación:

- Unidad de medición.- Corresponde al medidor en sí.
- Transporte.- Corresponde a los costos de importación de los medidores desde los países de fabricación.
- Instalación y conexiones.-Correspondena los costos de contratación de técnicos para la instalación, calibración y puesta en funcionamiento del medidor.

4.2.2 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL

Los costos de implementación del medidor de Flujo Multifásico Venturi – Gamma de Energía Dual se han desglosado, tomando en cuenta cada uno de los mismos, estos rubros se detallan en la tabla 4.2

TABLA 4.2 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGÍA DUAL

| DETALLE | COSTO |
|--------------------------------|----------------|
| Unidad de medición | 250,000 |
| Transporte | 5,000 |
| Instalación en sitio | 15,000 |
| Conexiones y accesorios | 5,000 |
| TOTAL | 275,000 |

FUENTE: Schlumberger MultiphaseMeterVx

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Los rubros mostrados en la tabla 4.2 están descritos a continuación:

- Unidad de medición.- Corresponde al conjunto de los componentes del medidor.
- Transporte.- Corresponde a los costos de importación de los medidores desde los países de fabricación.
- Instalación en sitio.- Estima los gastos de contratación de técnicos para la instalación y calibración del medidor.
- Conexiones y accesorios.- Corresponde al cableado para comunicaciones entre los dispositivos de medición y el computador para procesamiento de datos y manejo de resultados.

4.2.3 SEPARADOR DE PRUEBA

4.2.3.1 Costos de Implementación

Los costos de implementación del separador de prueba se han desglosado, en la tabla 4.3

TABLA 4.3 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL SEPARADOR

| DETALLE | COSTO |
|--------------------------|----------------|
| Unidad de Medición | 250,000 |
| Transporte | 10,000 |
| Instalación y conexiones | 90,000 |
| TOTAL | 350,000 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Los rubros mostrados en la tabla 4.3 están descritos a continuación:

- Unidad de medición.- Corresponde al separador en si.
- Transporte.- Corresponde a los costos de importación de los separadores.
- Instalación y conexiones.-Correspondena los costos de instalación, calibración y puesta en funcionamiento del separador.

4.2.3.2 Costos por instalación de Equipos Adicionales

Como se muestra en el Gráfico 1.12 para implementar un separador de prueba es necesario la implementación de equipos adicionales para que el proceso de separación pueda realizarse en forma completa y cumpliendo los estándares técnicos y ambientales requeridos, en la Tabla 4.4se detallan los equipos requeridos para que las instalaciones de superficiede la estación sean completas.

TABLA 4.4 EQUIPOS ADICIONALES

| EQUIPO | COSTO (USD) |
|---------------------------------|--------------------|
| Bota de Gas | 100,000 |
| Mecheros ecológicos | 115,000 |
| Tanque de almacenamiento | 100,000 |
| Costo total | 315,000 |

FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

El costo total por implementar los separadores de prueba y todos los equipos adicionales se presentan en la tabla 4.5.

TABLA 4.5 COSTOS TOTALES POR IMPLEMENTACIÓN DE SEPARADOR DE PRUEBA

| DETALLE | COSTO (USD) |
|----------------------------|--------------------|
| Separador de Prueba | 350,000 |
| Equipos Adicionales | 315,000 |
| TOTAL | 665,000 |

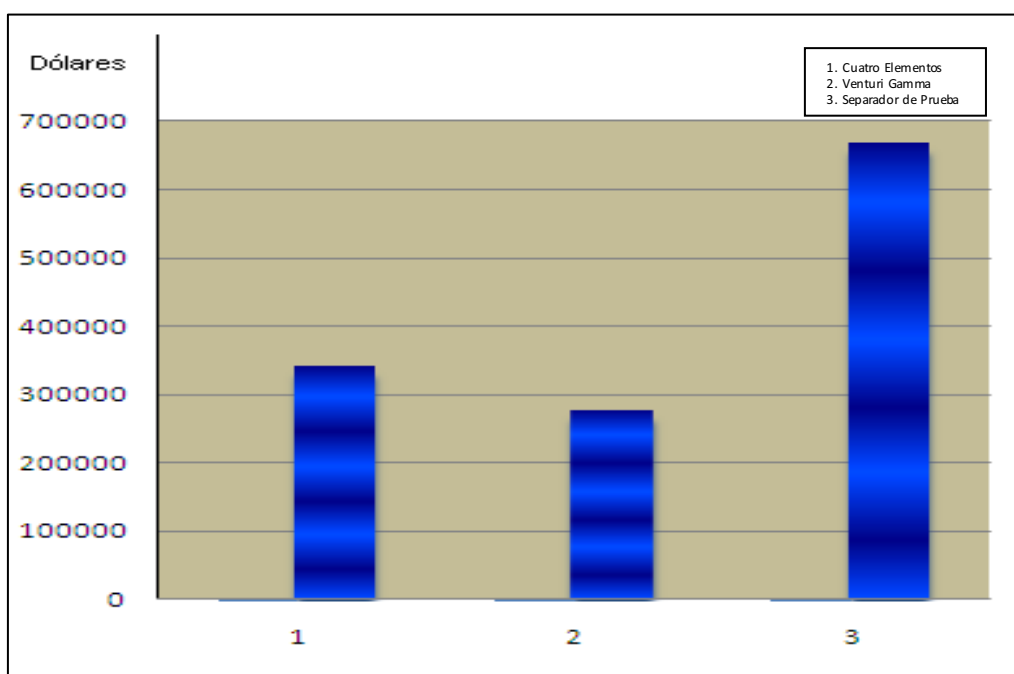
FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA

La comparación de los costos de implementación de los medidores de flujo multifásico y de los separadores de pruebas se pueden observar detalladamente en el Gráfico 4.1

GRÁFICO 4.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA



ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Del Gráfico 4.1 se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

- Los separadores de prueba en si son más baratos que los medidores de flujo multifásico, pero necesitan otros equipos adicionales para su funcionamiento, y además las instalaciones requeridas para un separador de prueba son más complejas, esto hace que al final la implementación de un separador de prueba sea un 48 % más caro que implementar un

medidor de flujo multifásico de Cuatro Elementos y un 58% más caro que implementar un medidor de Flujo Venturi – Gamma de Energía Dual.

- El implementar un Medidor Venturi – Gamma de Energía Dual nos permitirá ahorrar aproximadamente un 20 %, en relación a implementar un Medidor de Cuatro Elementos.
- Las características de servicio y la confiabilidad en el procesamiento de datos de los dos medidores son similares, la variación más significativa de los medidores se da en el tipo de tecnología con la que cuenta cada medidor.

De lo analizado anteriormente se puede notar que la simplicidad de instalación de los medidores de flujo multifásico proporciona amplias ventajas sobre los separadores de prueba, aunque los medidores representen costos más altos no necesitan equipos adicionales, lo que hace que en conjunto representen menores costos.

Los campos Drago Este y Arazá están provistos de instalaciones de superficie provisionales, por lo que para implementar un separador de prueba se deben implementar los demás equipos, como ya se vio en los costos de implementación esto hace que los costos sean muy altos en comparación con los medidores de flujo multifásico que requieren instalaciones de superficie mínimas.

4.4 COSTOS POR MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA

4.4.1 MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS

4.4.1.1 Costos por Asistencia y Mantenimiento Anual

Para que el medidor tenga un funcionamiento adecuado se debe realizar un mantenimiento preventivo y calibraciones de los componentes del medidor dos veces por año, los costos para realizar dicho mantenimiento se detallan en la tabla 4.6.

TABLA 4.6 COSTOS POR PERSONAL DE SERVICIO TÉCNICO POR AÑO

| Tarifas para mantenimiento preventivo | Tarifa Diaria US\$ | Tarifa de Equipo US\$ | Días/año | Total |
|---------------------------------------|--------------------|-----------------------|--------------|--------|
| Ingeniero local | 2,000 | 500 | 4 | 8,500 |
| Ingeniero especialista | 3,000 | 500 | 2 | 6,500 |
| | | | TOTAL | 15,000 |

FUENTE: RoxarMultiphase Meter

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

4.4.1.2 Costos por Stock de Repuestos Requeridos

Se debe tener el Stock adecuado de repuestos, el listado de repuestos se mostrado en la tabla 4.7 es para un periodo de dos años.

TABLA 4.7 LISTADO DE REPUESTOS REQUERIDOS.

| Repuesto | Cantidad | Costo US\$ |
|-----------------------------------|--------------|---------------|
| Fuente de Poder | 1 | 500 |
| Conector de Fibra Óptica | 2 | 1,000 |
| Interfase de pulsos Gamma | 1 | 1,500 |
| Barrera para Campos electrónicos | 2 | 1,000 |
| Transmisor de presión diferencial | 1 | 8,000 |
| Transmisor de Presión | 1 | 5,000 |
| Transmisor de Temperatura | 1 | 3,000 |
| Sensores Capacitivos | 2 | 8,000 |
| Sensores Inductivos | 1 | 5,000 |
| Detector Gamma | 1 | 12,000 |
| | TOTAL | 45,000 |

FUENTE: RoxarMultiphase Meter

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Es recomendable tener siempre en stock los elemento a reemplazar en especial los elementos electrónicos del medidor, debido a que sus partes y circuitos eléctricos no se van desgastando poco a poco, sino que en un momento dado dejan de funcionar repentinamente; por esta razón el fabricante no establece tiempos de vida útil ni sugiere cambios periódicos de las partes, sino que recomienda tener repuestos disponibles en caso de presentarse fallas en alguna de las partes eléctricas.

4.4.2 MEDIDOR VENTURI – GAMMA DE ENERGIA DUAL

4.4.2.1 Costos por Asistencia y Mantenimiento Anual

Se debe tener en cuenta realizar el mantenimiento del medidor dos veces por año, los costos por personal de servicio técnico para realizar dicho mantenimiento se detallan en la tabla 4.8.

TABLA 4.8 COSTOS POR PERSONAL DE SERVICIO TÉCNICO POR AÑO

| Tarifas para mantenimiento preventivo | Tarifa Diaria US\$ | Días/año | Total |
|---------------------------------------|--------------------|--------------|-------|
| Técnico Capacitado | 2,000 | 4 | 8,000 |
| Equipo | 1,000 | | 1,000 |
| | | TOTAL | 9,000 |

FUENTE: Schlumberger Multiphase Meter Vx
ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

4.4.2.2 Costos por Stock de Repuestos Requeridos

Se debe tener el Stock adecuado de repuestos, el listado de repuestos se mostrado en la tabla 4.9 es para un periodo de dos años, es recomendable tener

siempre en stock cada elemento a reemplazar, para minimizar el tiempo de paro del equipo en caso de existir cualquier inconveniente.

TABLA 4.9 LISTADO DE REPUESTOS REQUERIDOS.

| Repuesto | Cantidad | Costo US\$ |
|--|-----------------|-------------------|
| Fuente de Poder | 1 | 500 |
| Conectores de Fibra Óptica | 2 | 1,500 |
| Transmisor de presión diferencial | 1 | 8,000 |
| Transmisor de Presión | 1 | 5,500 |
| Transmisor de Temperatura | 1 | 3,500 |
| Detector Gamma | 1 | 18,000 |
| | TOTAL | 37,000 |

FUENTE: Schlumberger Multiphase Meter Vx
ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

4.4.3 SEPARADOR DE PRUEBA

4.4.3.1 Costos de Mantenimiento

El mantenimiento requerido por los separadores de prueba, se lo debe realizar periódicamente, en la tabla 4.10 se muestran los costos asociados al mantenimiento.

TABLA 4.10 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA

| DETALLE | COSTO/5años (USD) |
|---|--------------------------|
| Pintura interna y externa del recipiente | 10,000 |
| Instalaciones Eléctricas | 20,000 |
| Mantenimiento recipiente | 50,000 |
| Medidores de flujo | 40,000 |
| Instrumentación | 20,000 |
| Válvulas de control y manuales | 70,000 |
| COSTO | 210,000 |

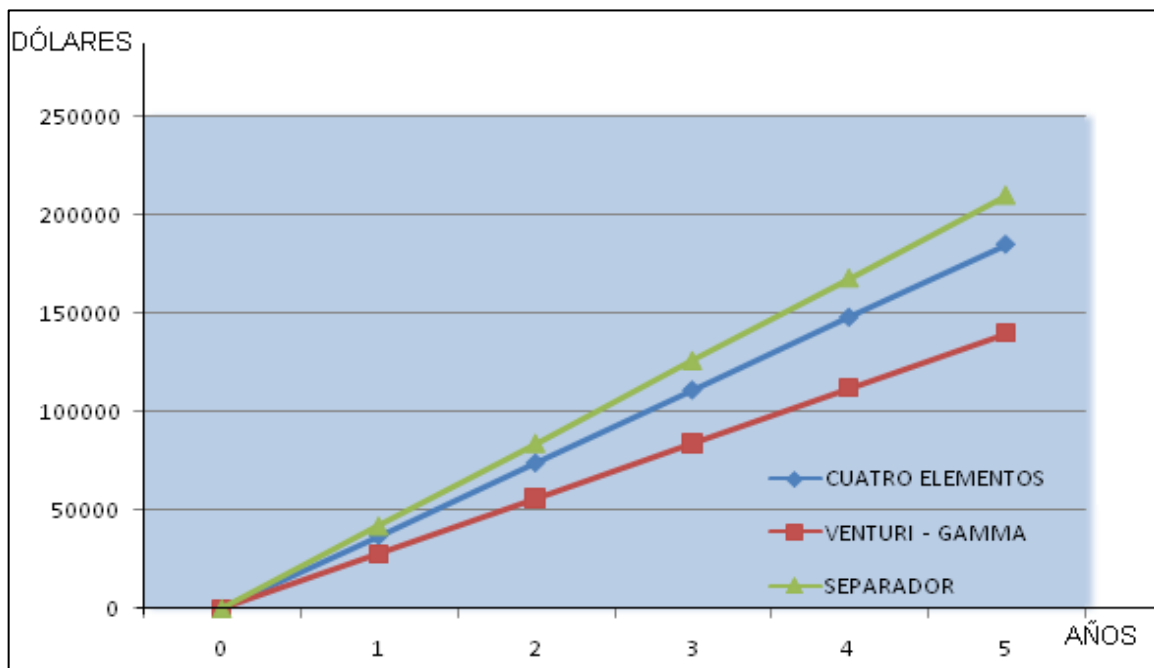
FUENTE: EP Petroecuador

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

4.5 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADOR DE PRUEBA.

La comparación de los costos de mantenimiento de los medidores de flujo multifásico y de los separadores de pruebas se pueden observar detalladamente en el Gráfico 4.2.

GRÁFICO 4.2 COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO Y SEPARADORES DE PRUEBA



ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Canguí

Del Gráfico 4.2 se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

- Los separadores de prueba por ser equipos que realizan separación de fluidos y mediciones son más grandes y requieren mayor cantidad de repuestos que los medidores de flujo multifásico, lo que hace que los costos de mantenimiento sean más altos.
- El implementar un Medidor Venturi – Gamma de Energía Dual nos permitirá ahorrar aproximadamente un 25 %, en costos de mantenimiento en relación a implementar un medidor de Cuatro Elementos, y nos permitirá ahorrar hasta un 33 % en relación a implementar un separador de prueba.

Los campos Drago Este y Arazá están provistos de instalaciones de superficie provisionales, por lo que para implementar un separador de prueba se deben implementar los demás equipos, como ya se vio en los costos de implementación esto hace que los costos sean muy altos en comparación con los medidores de flujo multifásico que requieren instalaciones de superficie mínimas.

Del análisis realizado se puede concluir que los costos por implementación y mantenimiento más bajos corresponden a los medidores de flujo multifásico Venturi – Gamma de Energía Dual, el servicio que los dos medidores de Cuatro Elementos y los medidores Venturi – Gamma de Energía Dual proporcionan es prácticamente el mismo, el costo varía únicamente por la estructura y componentes de los medidores, lo que hace que el medidor de flujo Venturi – Gamma de Energía Dual sea el más conveniente, por estas razones se recomienda que el Medidor de Flujo Multifásico Venturi – Gamma de Energía Dual sea implementado en los Campos Drago y Arazá.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 CAMPO DRAGO, SITUACIÓN ACTUAL

- Las locaciones Drago 01, Condorazo, Drago Este y Drago Norte 01 tienen el mismo sistema de tratamiento de fluidos, así, los fluidos son direccionados al múltiple de producción de donde se direccionan los fluidos a la bota de gas donde el gas es separado del líquido, después el gas es quemado en los mecheros y el líquido producido es direccionado hacia los tanques de almacenamiento o de prueba.
- Se puede observar que las locaciones no están provistas de todas las facilidades, la operación solo contempla la separación de gas y líquido, el gas producido es quemado en mecheros, mientras el líquido es transportado hasta la estación Shushufindi Central por medio de tanqueros, donde es procesado y a futuro debe de construirse líneas de transferencia.
- Como se puede ver el gas producido no es aprovechado, y los costos por transportar el fluido producido por tanqueros son mucho mayores a transportar el líquido mediante tubería.
- La producción promedio del campo en enero del 2011 es de 8,817 BPPD, 1,820 BAPD, con un corte de agua del campo de 17%, la producción de gas es de 2,200,000 PCD, con un grado API promedio de 29°.

5.1.2 CAMPO ARAZÁ, SITUACIÓN ACTUAL

- El campo Arazá tiene dos pozos productores, el pozo Arazá 01 y el pozo Arazá 02-D, la producción de los mismos llega hasta un manifold de donde se direcciona una línea para pruebas y otra línea para producción la que es bombeada hasta la estación Shuara.

- El fluido es procesado en la estación Shuara, donde se puede aprovechar el gas producido por que la estación cuenta con un sistema de captación de gas.
- La producción promedio del campo a la fecha del estudio es 365 BPPD, 1806 BAPD, con un corte de Agua del 83%, con un grado API de 29°, con una producción de gas de 166,000 PCD.
- De momento la bomba multifásica implementada en el campo está sobredimensionada por lo que produce cavitación, esto se debe a que la producción del campo no está cumpliendo con las expectativas de producción previstas.

5.1.3 CONCLUSIONES GENERALES DE LA TECNOLOGÍA DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

- Los campos Drago y Arazá son campos nuevos, por esta razón las instalaciones de superficie implementadas hasta el momento son provisionales, por lo que implementar medidores de flujo multifásico de última generación en los campos no constituye un costo adicional.
- El empleo de medidores multifásicos permite realizar pruebas de pozos de manera rápida y eficiente, además el uso de medidores de flujo multifásico nos permite una detección rápida del agua en la producción, optimizando el tiempo en la toma de decisiones, esto se traduce en mejora de la producción.
- Con la implementación de medidores de flujo multifásico, se mejoran los niveles de seguridad en el campo por su forma compacta y ligera, en comparación a los equipos de separación convencional.
- La implementación de un medidor de flujo multifásico en lugar de un separador de prueba en una isla de pozos, reduce considerablemente los costos debido a que el medidor no necesita equipos ni instalaciones adicionales.
- Si la medición del fluido producido de los pozos se la hace sin separar al mismo en sus fases, se puede transportar dicho fluido por una sola línea de

flujo hasta una estación que tenga las facilidades para separar los fluidos y aprovechar el gas como combustible.

- El costo de implementar un medidor de flujo multifásico es mayor que el de un separador de pruebas, pero las ventajas que nos proporciona el uso de medidores de flujo multifásico justifican esta diferencia.

5.1.4 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO ESTUDIADOS RESPECTO A LOS CAMPOS DRAGO Y ARAZÁ

- Los medidores máxicos tipo Coriolis son afectados por la presencia de gas, por lo requieren de un eliminador de gas para que las mediciones sean confiables, además no nos proporciona valores de las fracciones de los fluidos, estas limitaciones hacen que dichos medidores no sean aplicables para nuestro estudio.
- Los Medidores de Flujo Ultrasónicos no pueden realizar mediciones si existe gas en la composición del flujo, esto hace que no sean aplicables para los campos Drago y Arazá, los mismos que presentan gas en producción.
- Los medidores de flujo ultrasónicos son aplicables para procesos que implican transferencia de custodia de petróleo, una vez que el crudo ha sido procesado.
- El medidor de Flujo multifásico de cuatro elementos nos proporciona mediciones confiables de caudal y fracciones de fluido debido a sus cuatro sistemas de medición de parámetros, deben poseer siempre los sensores capacitivos e inductivos, para medir fluidos con fase continua de petróleo o agua, por esta razón estos sistemas deben trabajar en conjunto para obtener resultados confiables.
- Los medidores de Flujo Multifásico Venturi – Gamma de Energía Dual poseen detectores para dos niveles de radioactividad lo que permite realizar mediciones independientes de la fase continua, esto hace que la respuesta del medidor no dependa del tipo de fluido para determinar la velocidad y las fracciones.

- Las características de servicio y la confiabilidad en el procesamiento de datos de los dos medidores son similares, la variación más significativa de los medidores se da en la tecnología de cada uno.
- Los costos de implementación y mantenimiento de las unidades de medición descritas se lo detalla en la tabla 5.1, para los medidores de Cuatro Elementos, Venturi-Gama de Energía Dual(Vx-52) y un Separador de Prueba.

TABLA 5.1 COSTOS DE IMPLEMENTACION Y MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES

| | MEDIDOR DE CUATRO ELEMENTOS (\$) | MEDIDOR VENTURI GAMMA DE ENERGIA DUAL(Vx-52) (\$) | SEPARADOR DE PRUEBA (\$) |
|-----------------------|---|--|---------------------------------|
| IMPLEMENTACION | 340,000 | 275,000 | 665,000 |
| MANTENIMIENTO | 37,500 | 27,500 | 42,000 |

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

De la tabla 5.1 se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

- El implementar un Medidor Venturi – Gamma de Energía Dual nos permitirá ahorrar aproximadamente un 25 %, en costos de mantenimiento en relación a implementar un medidor de Cuatro Elementos, y nos permitirá ahorrar hasta un 33 % en relación a implementar un separador de prueba.
- El implementar un medidor Venturi – Gamma de Energia Dual puede representar hasta un 20% de ahorro, en relación a implementar un medidor de cuatro elementos.
- El tipo de sección venturi que se debe usar en cada uno de los campos es (ver tabla 5.2):

TABLA 5.2 GARGANTAS SELECCIONADAS SEGÚN EL CAMPO

| CAMPO | TIPO DE GARGANTA | DIÁMETRO (mm) |
|--------------|-------------------------|----------------------|
| DRAGO | Vx – 52 | 52 |
| ARAZÁ | Vx - 52 | 52 |

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

- Los parámetros de funcionamiento de los medidores relacionados con la producción del campo se encuentra detallada en la tabla 5.3.

TABLA 5.3 GARGANTAS SELECCIONADAS SEGÚN EL CAMPO

| Parámetros | Medidor Vx – 52 | Campo Drago | Campo Arazá |
|--------------------------|-----------------|-------------|-------------|
| Caudal de Líquido | 800 –7,000 BFPD | 1,877 BFPD | 1,852 BFPD |
| Caudal de Gas | Hasta 500 MPCD | 377 MPCD | 96 MPCD |
| Presión | 0 – 5,000 psi | 30 psi | 50 psi |
| Temperatura | Hasta 150° C | 120° C | 130° C |
| Viscosidad | Hasta 200 cP | 70 cP | 57 cP |
| Grado API | Desde 18° | 29° | 29° |

ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

Del cuadro se pueden realizar las siguientes apreciaciones:

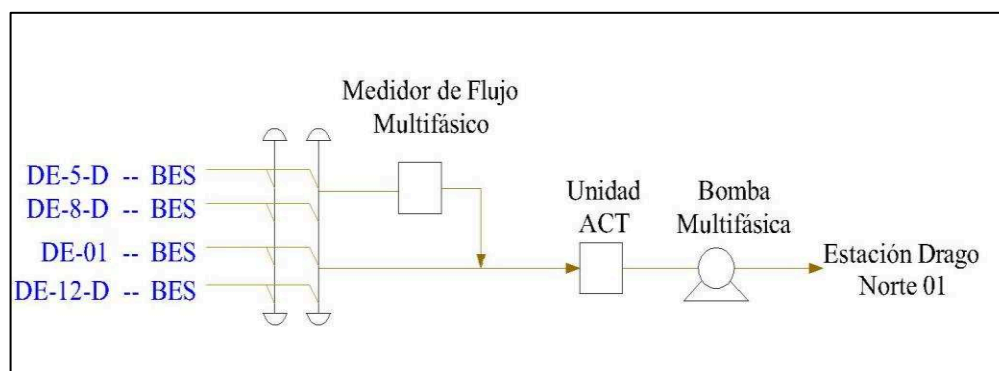
- El medidor tiene una capacidad de medición hasta 7,000 BFPD, hasta 500 MPCD, los campos Drago y Arazá tienen una producción que se encuentra dentro del caudal a medir.
- El medidor puede soportar un presión de hasta 5,000 psi, los pozos tienen una presión de cabeza promedio de 30 psi para Drago y 50 psi para Arazá, por lo que la presión no representa ningún limitante para las mediciones en los campos.
- El medidor puede soportar un temperatura de hasta 150° C, los pozos producen a una temperatura promedio de 120° C para Drago y 150° C para Arazá, por lo que la temperatura no representa ningún limitante para las mediciones en los campos.
- La viscosidad promedio de los fluidos es: 70 cP para Drago y 57 cP para Arazá, el medidor puede trabajar con fluidos de viscosidades hasta 200 cP, por lo que la viscosidad de los fluidos de los campos esta en el rango.
- El medidor puede trabajar hasta con fluidos de 18° API, el grado API promedio de los fluidos producidos es: 29° API para Drago y 29° API para Arazá, el medidor puede trabajar con fluidos de hasta 18° API, por lo que la viscosidad de los fluidos de los campos esta en el rango.

5.2 RECOMENDACIONES

5.2.1 CAMPO DRAGO

- Se recomienda que se continúe con la construcción del complejo de facilidades de Superficie Drago Norte 01, esto permitirá abaratar costos de transporte de fluido producido, actualmente el crudo del campo Drago es procesado en la Estación Shushufindi Central y el transporte de fluido se lo hace mediante tanqueros, lo que es mucho más caro que transportar el fluido por tubería.
- Después de realizar el análisis de los medidores se recomienda instalar en la locación Drago Este un MEDIDOR MULTIFÁSICO VENTURI – GAMMADE ENERGÍA DUALVx – 52, por las características técnicas con la que ésta cuenta, que son las más apropiadas para el campo Drago.
- La configuración para el medidor debe ser la siguiente: a la salida del manifold conectada en paralelo con una línea direccionada hacia una bomba multifásica, esto permitirá medir la producción de los pozos de forma individual o medir la producción total de los pozos, en la figura 5.1 se ilustra la configuración descrita.

FIGURA 5.1 CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA LOCACIÓN DRAGO ESTE



ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

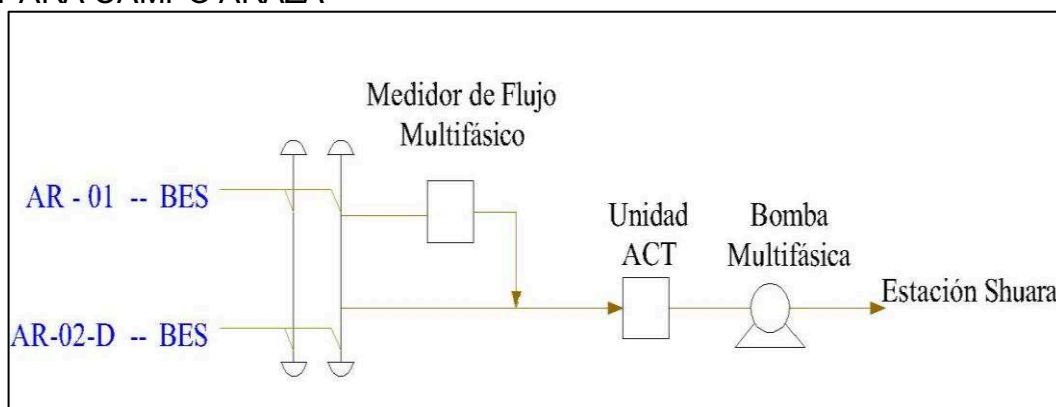
- Se recomienda que se realice una Simulación para el yacimiento Drago y conocer el estado del mismo, así se podrá realizar un gerenciamiento

adecuado del campo basándonos en las condiciones actuales del reservorio.

5.2.2 CAMPO ARAZÁ

- Se recomienda realizar un estudio minucioso en el campo Arazá, para determinar las causas de las pérdidas de producción e incremento en el corte de agua, para establecer si es o no necesario la implementación de un medidor de flujo multifásico.
- La tecnología recomendada para el campo Arazá es un MEDIDOR MULTIFÁSICO VENTURI – GAMMADE ENERGÍA DUALVx – 52, por las características técnicas con la que ésta cuenta, que son las más apropiadas para el campo.
- La configuración del medidor de flujo multifásico para Arazá debe ser la siguiente: a la salida del manifold conectada en paralelo con una línea direccionada hacia una bomba multifásica, la figura 5.2 ilustra la configuración descrita.

FIGURA 5.2 CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA CAMPO ARAZÁ



ELABORADO POR: Mauricio Salazar y Adrián Cangui

- Se recomienda que se realice una Simulación para el yacimiento Arazá determinar las causas de la caída de producción, para conocer el estado del reservorio, y para realizar un gerenciamiento adecuado del campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVAREZ, Eduardo; (2008). “Curso de Instrumentación Industrial, Instrumentos basados en Desplazamiento Positivo y Presión Diferencial.”
- ARNOLD AND STEWARD MAURICE, (1986). “Desing of Oil Handling Systems and Facilities”, Gula Publishing, Houston.
- AZCANO, Juan Pedro. (2004). “Transporte y Distribución de Hidrocarburos.”
- FLOR, M, 2011, “COMPARACIÓN DE POTENCIALES DE PRODUCCIÓN ÁREA SHUSHUFINDI – AGUARICO – DRAGO – CONDORAZO”, EP Petroecuador.
- MARIÑO, Rolando; (2004). “Aplicación De Medidores Multifásicos En Los Campos Petroleros Ecuatorianos.”
- MARTINEZ, Antonio; (2009). “Nuevas estrategias y Sistemas de medida para Tomografía eléctrica de capacitancia.”
- MIRANDA L.; P. TOCTO; (2009). “Implementación De Tecnologías Para La Medición De Flujo Y Su Calidad Para El Transporte De Petróleo En El Distrito Amazónico.”
- OILFIELD REVIEW; (2009). “Muestras de Fluidos multifásicos, Una clave del enigma.”
- PANAMERICAN ENERGY; (2002). “Manual de Producción, Escuela de Petróleo de la Patagonia.”
- PELAEZ, Klever; (2009). “Análisis De Viabilidad Del Campo Drago De Petroproducción En El Oriente Ecuatoriano.”

- ROXAR FLOW MEASUREMENT MPFM1900VI; (2009). “Presentación para Petroproducción de Medidores de Flujo Multifásico.”
- THORN, Richard, 2000, “Flow Measurement Handbook”.

ANEXOS

ANEXO A

**FOTOS DEL CAMPO DRAGO
Y ARAZÁ**

1. Facilidades tempranas (Drago)



FUENTE: EP Petroecuador

2. Tanques empernados de 10000 Barriles de capacidad. (Drago)



FUENTE: EP Petroecuador

3. Mechero (Drago)



FUENTE: EP Petroecuador

4. Pozo Drago norte 06



FUENTE: EP Petroecuador

5. Variadores de Frecuencia (Drago)



FUENTE: EP Petroecuador

6. Generadores de energía (Drago)



FUENTE: EP Petroecuador

1. Bota de gas estación Shuara(Arazá)



FUENTE: EP Petroecuador

2. Sistema de captación de gas estación Shuara(Arazá)



FUENTE: EP Petroecuador

ANEXOB

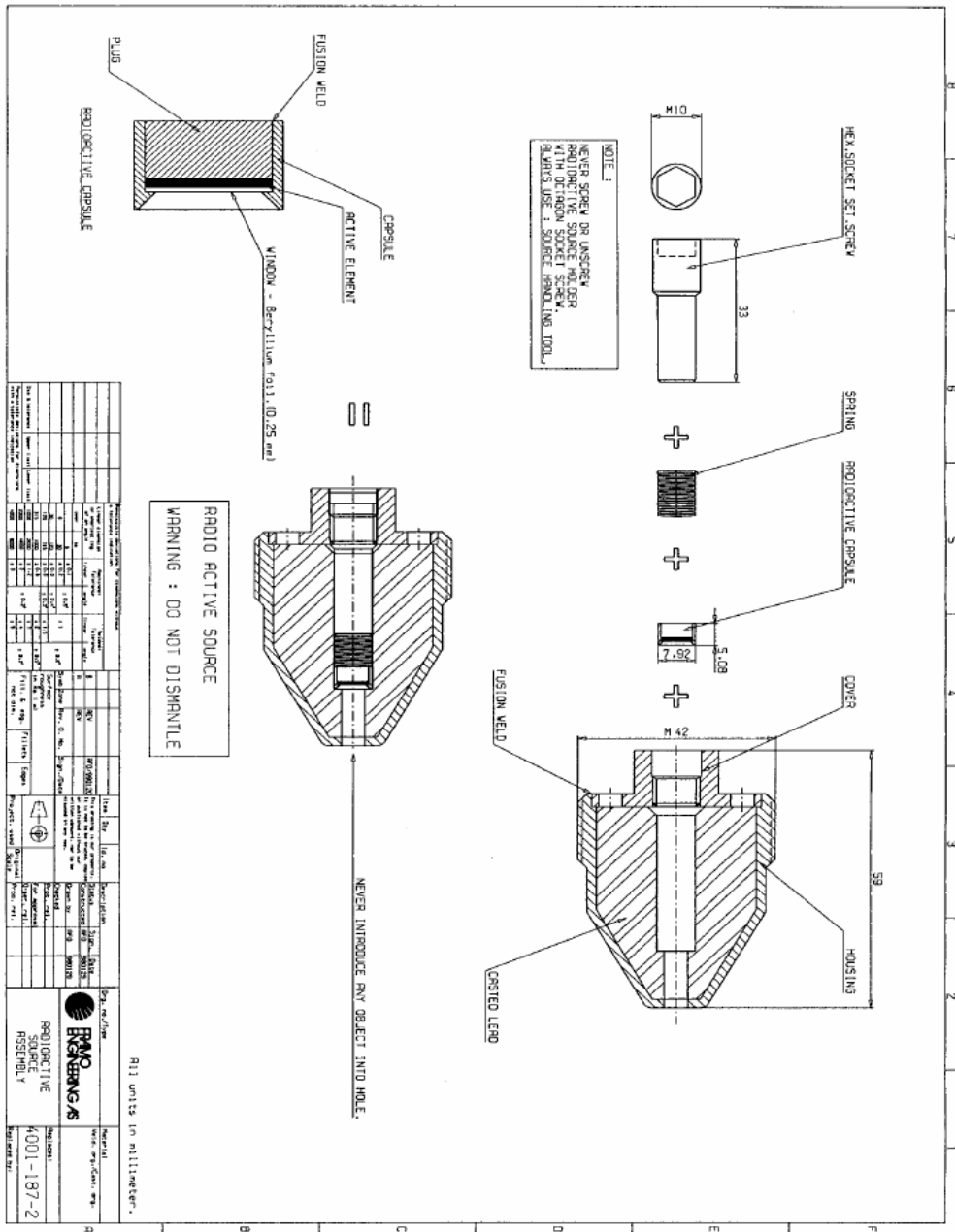
FUENTE RADIATIVA DE BARIO



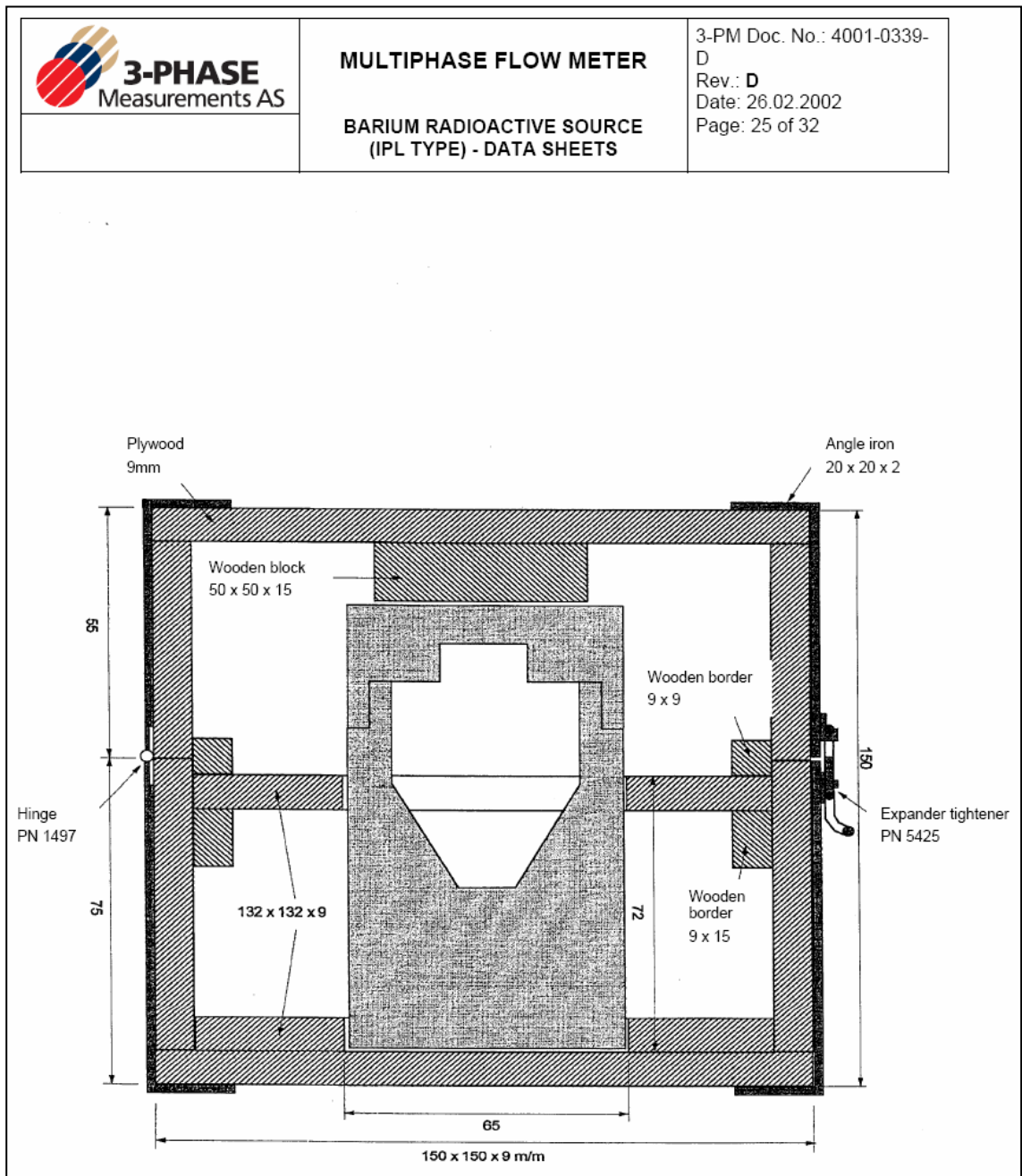
MULTIPHASE FLOW METER

BARIUM RADIOACTIVE SOURCE (IPL TYPE) - DATA SHEETS

3-PM Doc. No.: 4001-0339-D
 Rev.: D
 Date: 26.02.2002
 Page: 19 of 32



| GENERAL INFORMATION | | SPECIFICATIONS | | MATERIALS | | REVISIONS | |
|---------------------|-----------------------------|----------------|----------|------------|------|------------|----|
| Item No. | Description | Material | Quantity | Part No. | Rev. | Date | By |
| 1 | RADIOACTIVE SOURCE ASSEMBLY | 304 SS | 1 | 4001-187-2 | 1 | 26.02.2002 | AS |
| 2 | RADIOACTIVE CAPSULE | 304 SS | 1 | | | | |
| 3 | HEX SOCKET SET SCREW | 304 SS | 1 | | | | |
| 4 | SPRING | 304 SS | 1 | | | | |
| 5 | COVER | 304 SS | 1 | | | | |
| 6 | HOUSING | 304 SS | 1 | | | | |
| 7 | COATED LEAD | 304 SS | 1 | | | | |
| 8 | PLUG | 304 SS | 1 | | | | |

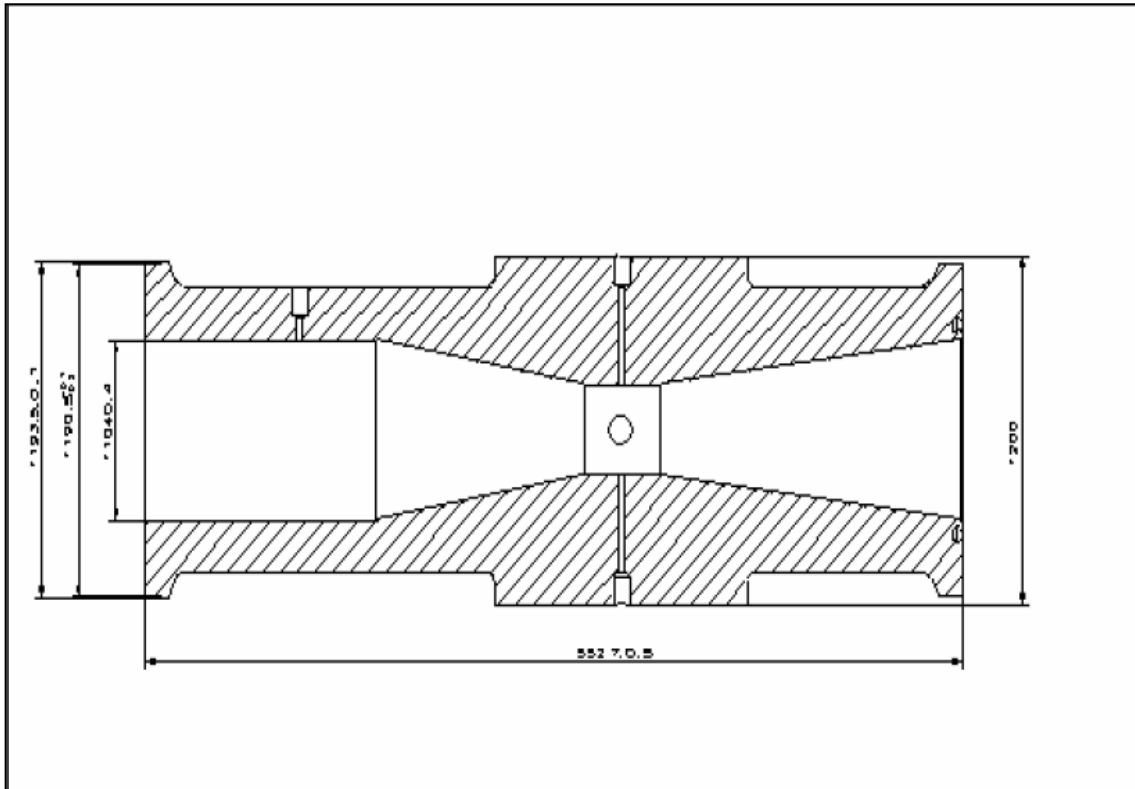


FUENTE: 3-PHASE Measurements AS

ANEXO C

TUBO VENTURI

TUBO VENTURI



| Descripción | | Código | | Cantidad | | Unidad | | Material | | Observaciones | | Fecha | | Firma | |
|-------------|----|--------|----|----------|----|--------|----|----------|----|---------------|----|-------|----|-------|----|
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 |
| 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 |
| 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 |
| 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 |
| 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 |
| 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 |
| 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 | 33 |
| 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 | 34 |
| 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 |
| 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 | 38 |
| 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 |
| 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 |
| 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 | 43 |
| 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 | 44 |
| 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 | 45 |
| 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 |
| 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 | 47 |
| 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 |
| 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 |
| 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 |
| 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 | 53 |
| 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 |
| 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 |
| 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 |
| 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 |
| 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 |
| 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 | 64 |
| 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 |
| 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 | 66 |
| 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 | 67 |
| 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 | 68 |
| 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 |
| 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 | 71 |
| 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 | 72 |
| 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 | 73 |
| 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 | 74 |
| 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 | 77 |
| 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 | 78 |
| 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 | 79 |
| 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 |
| 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 | 82 |
| 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 | 83 |
| 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 | 84 |
| 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 | 85 |
| 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 | 86 |
| 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 |
| 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 |
| 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 | 89 |
| 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 9 | | | | | | | | | | |

ANEXO D

MANUAL DE USUARIO DEL

SOFTWARE DEL MEDIDOR

MULTIFÁSICO

MANUAL DE USUARIO DEL SOFTWARE DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

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 puede ser configurada para operar como PhaseWatcher (monitoreo permanente) o PhaseTester (monitoreo periódico).

3. Enlace serial Modbus

Los dos sistemas, la DAFC y el ServiceComputer están conectados vía enlace serialRS-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 modelo matemático PVT, correr el modelo de

interpretación de los datos y establecer un enlace serial Modbus para atender los pedidos del ServiceComputer 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.
- 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.
- 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 ServiceComputer 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 D.1

TABLA D.1 DISPLAY

| | |
|----------------------|--|
| Display 1 | Transmisores |
| Vénturi DP | DP [mbar] |
| Presión de línea | Plínea [bara] |
| Temperatura de línea | Tlínea [°C] |
| Display 2 | Razones de flujo volumétrico a condiciones de línea |
| Q-petróleo | [m ³ /h] |
| Q-agua | [m ³ /h] |
| Q-gas | [m ³ /h] |
| Display 3 | Razones de flujo volumétrico a condiciones estándar |
| Q-petróleo | [Sm ³ /h] |
| Q-agua | [Sm ³ /h] |
| Q-gas | [Sm ³ /h] |
| Display 4 | Densidad y viscosidad |
| Densidad mezcla | [Kg/m ³] |
| Densidad líquido | [Kg/m ³] |
| Viscosidad líquido | [Pa.s] |
| Display 5 | Valores acumulados |
| Petróleo acumulado | [Sm ³] |
| Agua acumulada | [Sm ³] |
| Gas acumulado | [Sm ³] |

FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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 D.2.

TABLA D.2 CÓDIGO DE ERRORES

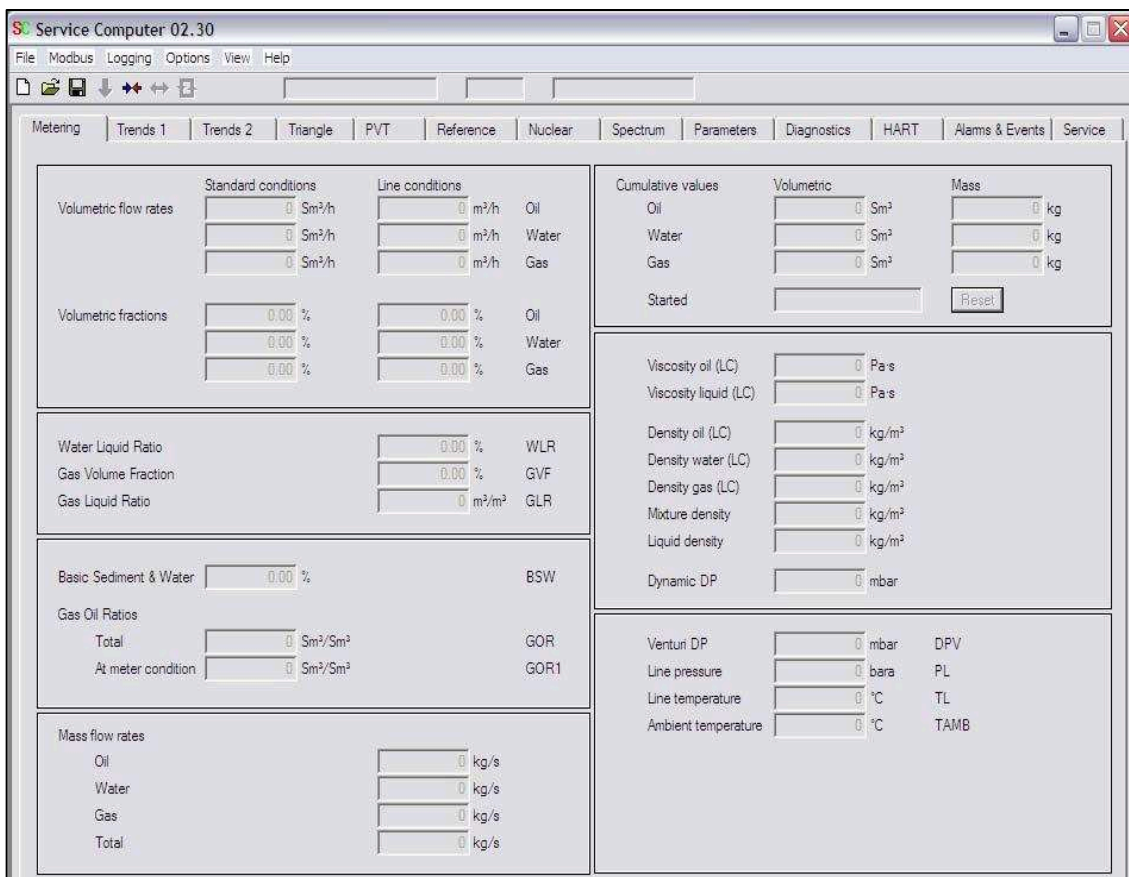
| Bits No 15-0 | | | | | | | | | | | | | | | | Descripción | | |
|--------------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|-------------|----------------|--|
| | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Falla de poder | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Falla de la tarjeta modem HART y Análogo |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | 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 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Spare |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Spare |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Spare |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | ● | Spare |

FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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 delMPFM. Eso se muestra en la figura D.1.

FIGURA D.1 SERVICECOMPUTER CON LA INFORMACIÓN DE LA CARPETA "METERING"



FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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...
- Configurationname...
- Wellprofilenumber...
- Downloadto DAFC...

- Exit

Modbus

- Connect
- Disconnect
- Configuration...
- DAFC Softboot

Logging

- Start
- Startfixed...
- Stop
- Define PT job...
- Define PW logging...
- File & disk managment

Options

- ChangePassword...
- Auto connect
- Auto log start
- PhaseWatcher
- PhaseTester
- MCM link...
- Pressureunit>
- Temperatureunit>
- Densityunit>
- Viscosityunit>
- Massflowunit>
- Volumetricflowunit>

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

ConfigurationName – Despliega el nombre de la configuración actual

Wellprofilenumber – 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 ServiceComputer 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 “Wellprofilenumber” 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 "ChangePassword" 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 "ServiceComputer" 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.

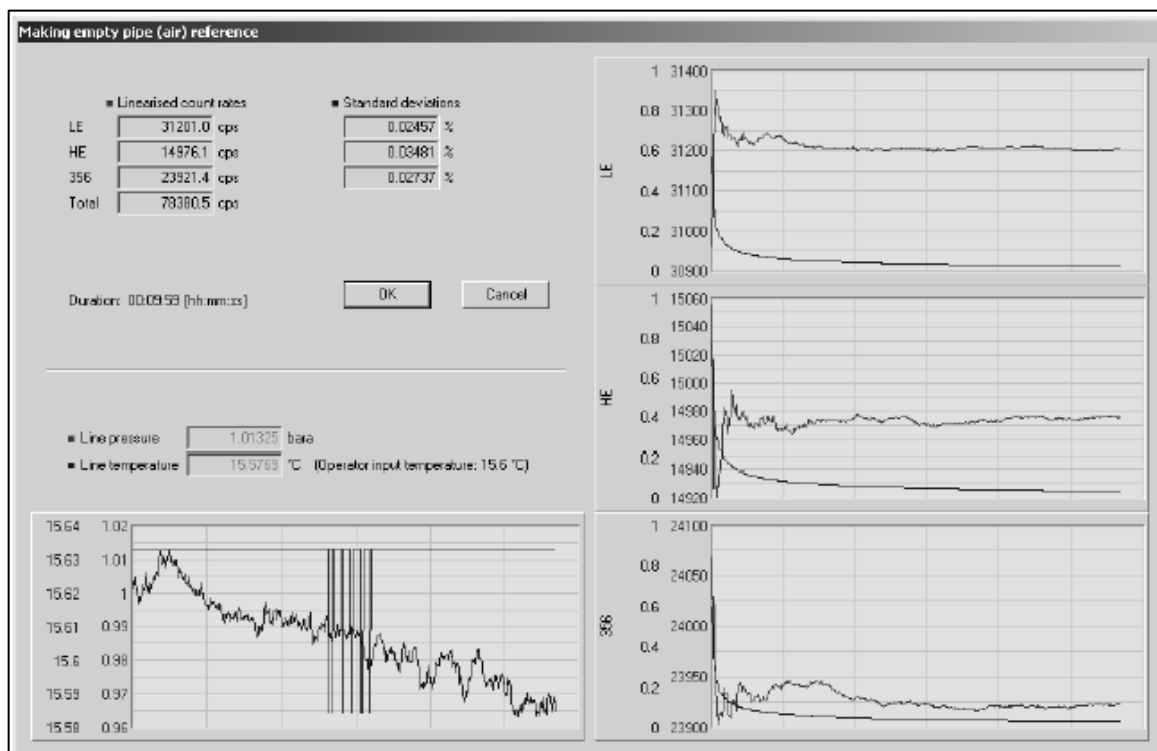
4.2.8.1 Referencia de tubo en vacío

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, N₂) 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. Un ejemplo de referencia en vacío se muestra en la figura D.2

FIGURA D.2 REFERENCIA DE TUBO EN VACÍO



FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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 m³/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 “Deadoil” o “Deadwater” 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 soma 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: $\rho = 806.4 \text{ kg/m}^3$.

$$\begin{aligned} DP_{hydrostatic_offset} [Pa] &= -\rho_{liquido} * g * h \\ &= -806.4 \frac{kg}{m^3} * 9.81 \frac{m}{s^2} * 0.281m \\ &= -1724Pa \\ &= -17.24mbar \end{aligned}$$

Ecuación D.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 PresiónVénturi (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 D.2

$$DP_{\text{dinámica}} = DPV - DP_{\text{hidrostática_offset}}$$

Ecuación D. 2 Diferencial de Presión Dinámica

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 ServiceComputer 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
- Rwt: 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 “Massatenuations” del fluido. En el cuadro de diálogo el operador debe confirmar el tamaño del vénturi seleccionado y la densidad para efectuar el cálculo. Las atenuaciones de masa serán calculadas y presentadas en la ventana “PVT”.

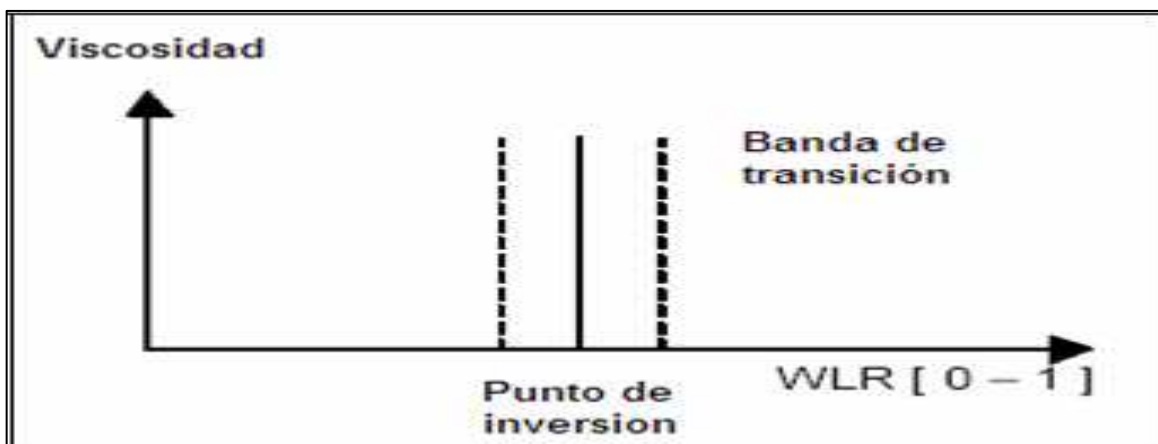
4.2.19 Modelo PVT Black oil

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 D.3

FIGURA D.3 VISCOSIDAD DEL LÍQUIDO



FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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. R_{gmp} : Relación de fase de gas condensado, $rgmp$
10. 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 ServiceComputer 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 D.4. En esta carpeta se almacenan los siguientes archivos:

- Archivo de configuración
- 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 registro con datos calculados
- Archivo de eventos
- Archivo de alarmas

FIGURA D.4 VENTANA DE REGISTRO DE SESIÓN

FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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 averagedvalueevery 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 allraw 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.

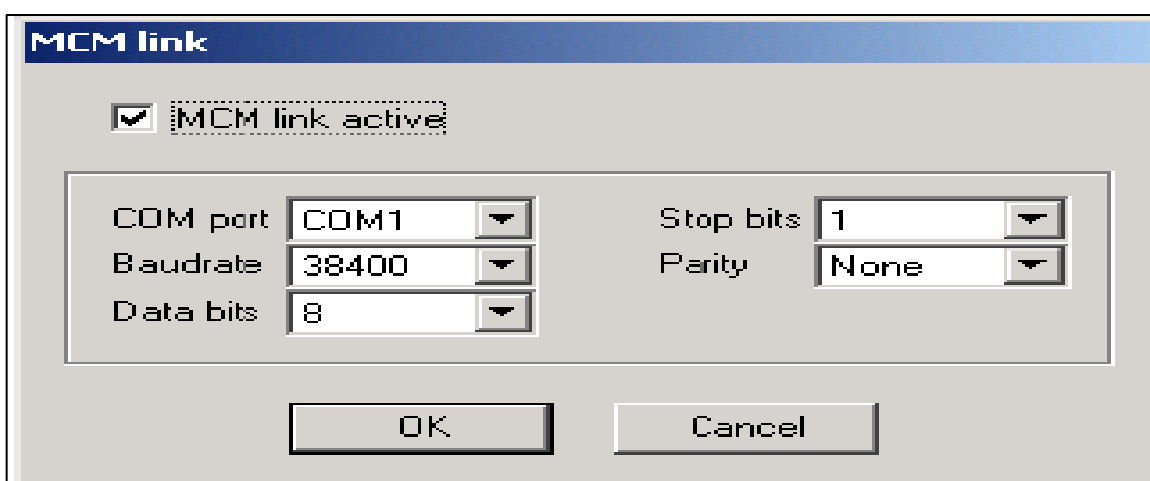
4.2.22 Enlace MCM

El enlace MCM es una opción para enviar datos a un sistema externo a través del puerto serial. Si esta activo, ServiceComputer 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 [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones estándar [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones estándar [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de gas a condiciones de línea [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones de línea [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones de línea [m³/s]
- Razón de flujo volumétrico de gas a condiciones estándar acumulado [Sm³]
- Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones estándar acumulado [Sm³]
- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones estándar acumulado [Sm³]

El enlace MCM se configura en “MCM link” del menú “Options”, como se muestra en la figura D.5

FIGURA D.5 CUADRO DE DIALOGO DE MCM LINK

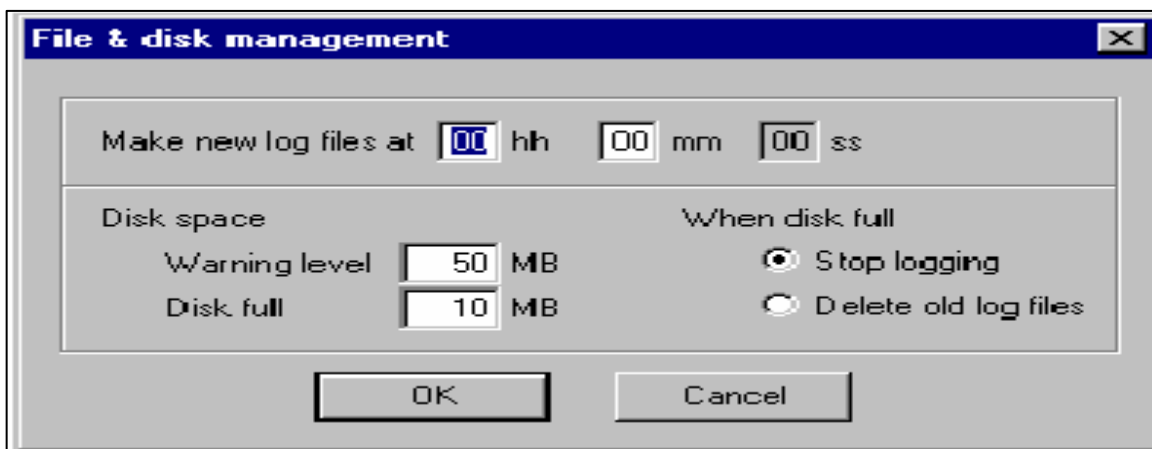


FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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 D.6

FIGURA D.6 MANEJO DE ARCHIVOS Y DISCO



FUENTE: PAPER SERVICE COMPUTER USER MANUAL, # 6010-0010-D, SCHLUMBERGER

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.