

# INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

## Reporte de Residencia Profesional

### Nombre del proyecto:

Diseño de un sistema para medir variables de salida de un pozo petrolero en superficie con inyección de químicos.

### Asesor Interno

M.I. Lorenzo Marciano Vázquez

### Asesor Externo

Dr. José Alfredo Manzo Preciado

### Revisor #1

Dr. Carlos Ríos Rojas

### Revisor # 2

M.I. Rodolfo I. Coello Albores

### Ingeniería Mecánica

### Nombre del Alumno:

Gabriel de Jesús Constantino Flores

08270650

## INDICE

CAPITULO 1	GENERALIDADES DEL PROYECTO .....	6
1.1	Introducción .....	6
1.2	Justificación .....	7
1.3	Objetivo General .....	8
1.4	Objetivos Específicos .....	8
1.5	Caracterización del Área de Participación.....	8
1.5.1	Nombre y ubicación de la empresa.....	8
1.5.2	Misión.....	9
1.5.3	Visión .....	9
1.5.4	Política de Calidad .....	9
1.5.5	Área donde se realizó el proyecto.....	9
1.5.6	Organigrama del área.....	10
1.5.7	Actividades del área .....	10
1.6	Problemas a resolver .....	11
1.7	Alcances y Limitaciones .....	12
1.7.1	Alcances.....	12
1.7.2	Limitaciones.....	12
CAPITULO 2	FUNDAMENTO TEÓRICO .....	12
2.1	Reseña Histórica .....	12
2.2	Recuperación mejorada de petróleo.....	13
2.3	Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) .....	14
2.3.1	Ventajas de la Inyección ASP .....	15
2.3.2	Objetivos de la Inyección ASP .....	15
2.3.3	Factores que afectan el proceso ASP .....	16
2.4	Tipo de pozo y espaciamiento entre ellos.....	17
2.5	Información general del yacimiento de el Campo Poza rica .....	19
2.5.1	Generalidades.....	20
2.6	Simulación computacional de procesos de inyección de ASP.....	20
2.7	Instrumentación .....	21
2.7.1	Elementos de medición y transmisión .....	22

2.7.2 Característica de los Instrumentos.....	22
2.7.3 Clasificación de los instrumentos.....	23
2.7.4 Medidores de nivel.....	24
2.7.5 Medidores de Presión .....	28
2.7.6 Medidores de Caudal .....	29
<b>CAPITULO 3 NORMATIVIDAD EN POZOS DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS (ASP) .....</b>	<b>33</b>
3.1 NRF-164-PEMEX-2011 MANÓMETROS .....	33
3.2 NRF-241-PEMEX-2010. INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE PRESIÓN Y DE PRESIÓN DIFERENCIAL.....	40
3.3 NRF-148-PEMEX-2011 INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE TEMPERATURA .....	43
3.4 NRF-242-PEMEX-2011 INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE TEMPERATURA .....	48
3.5 NRF-243-PEMEX-2010 INSTRUMENTOS INTERRUPTORES DE NIVEL .....	51
<b>CAPITULO 4 PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCION DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS .....</b>	<b>65</b>
4.1 Descripción de la inyección de productos ASP químicos a pozos petroleros .....	66
4.2 Datos Técnicos (presión, temperatura y flujo) en el sistema de inyección de químicos ASP .....	67
4.3 Información del yacimiento en el campo Poza Rica.....	67
4.4 Concepto de la simulación de yacimientos .....	68
4.5 Diseño del sistema de inyección de Químicos ASP .....	70
<b>CAPITULO 5 SELECCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS PARA MEDIR LAS VARIABLES DE SALIDA (PRESIÓN, TEMPERATURA Y FLUJO) EN EL SISTEMA INYECTOR DE QUÍMICOS ASP. ....</b>	<b>72</b>
5.1 Evaluación y comparación de instrumentos .....	72
5.2 Instrumentación para presión.....	73
5.2.1 Sensor primario de presión .....	74
5.2.2 Sensor de Presión Absoluta.....	74
5.3 Instrumentación para Temperatura.....	77
5.3.1 sensor primario de temperatura.....	78
5.3.2. Sensor de temperatura .....	79
5.4 Instrumentación para nivel .....	81
5.5 Instrumentación para flujo.....	82
Conclusión .....	84
Recomendaciones .....	85

Bibliografía.....	86
-------------------	----

## Lista de figuras

Figura 1.1 Organigrama del área .....	10
Figura 2 Proceso de Inyección ASP.....	15
Figura 3 Esquema de la Inyección ASP. ....	17
Figura 4 Localización del proyecto de explotación Poza Rica. (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) Dictamen del proyecto de explotación Poza Rica 2011) .....	19
Figura 5 Esquema de un medidor - transmisor. ....	22
Figura 6 Medidor de nivel radiométrico.....	26
Figura 7 Medidor de nivel de celdas de carga o extensométricos.....	26
Figura 8 Medidor de nivel a flotador.....	27
Figura 9 Medidor de nivel por paleta rotatoria.....	28
Figura 10 Sensor de presión por diafragmas.....	28
Figura 11 Sensor de presión de fuelle.....	29
Figura 12 Sensor de presión de cápsula.....	29
Figura 13 Boquilla o tobera de flujo .....	30
Figura 14 Componentes transmisores de presión y presión diferencial.....	40
Figura 15 Componentes de instrumentos transmisores de temperatura.....	49
Figura 16 Diagrama de inyección ASP. (Fuente: CIDESI) .....	70
Figura 17 Arquitectura de pozo. (Fuente: CIDESI).....	71
Figura 18 Diagrama a cuadros de la electrónica del sensor de presión absoluta .....	75
Figura 19 Respuesta del sensor de presión absoluta .....	75
Figura 20 Diagrama del sensor de presión absoluta .....	76
Figura 21 sensor de presión absoluta utilizado en el sistema.....	76
Figura 22 Sensores primarios de presión y temperatura y soporte de tarjetas electrónicas .....	78
Figura 23 diagrama de bloques de la electrónica del sensor de temperatura.....	79
Figura 24 Respuesta del sensor de temperatura .....	80
Figura 25 Diagrama del sensor de temperatura .....	80
Figura 26 Sensor de Temperatura utilizado en el sistema .....	81

## Lista de tablas

Tabla 1 Código de color-alambre de termopar dúplex aislado .....	45
Tabla 2 Exactitud de los Termopares .....	45
Tabla 3 condiciones generales del campo.....	68
Tabla 4 Características instrumentos de medición de presión .....	73
Tabla 5 Cuadro calificativo instrumentos de medición de presión .....	73
Tabla 6 Características instrumentos de medición de temperatura.....	77
Tabla 7 Datos de instrumentos de medición de temperatura .....	77
Tabla 8 Características de instrumentos de medición de nivel.....	81

Tabla 9 Estructura y temperatura máxima que soporta el instrumentó de nivel..... 81  
Tabla 10 Características instrumentos medición de flujo. .... 82

Lista de abreviaturas

API:	American Petroleum Institute
ASP:	Alcalino – Surfactante - Polímero
CMC:	Concentración Micelar Crítica
mD:	milidarcy
MMMPC:	Miles de millones de pies cúbicos
Nc:	Número Capilar
POES:	Petróleo originalmente en sitio
TIF:	Tensión Interfacial
VP:	Volumen Poroso

# **CAPITULO 1      GENERALIDADES DEL PROYECTO**

## **1.1      Introducción**

La inyección de químicos ASP es creado por la empresa SURTEK INC a comienzos del año de 1980 y es aplicado en el mismo año en el campo West Kiehl Minnelussa, Wyoming, Estados Unidos. Logrando tener éxito esta tecnología, fue también desarrollado por la república popular de china y en Venezuela. La inyección ASP es una técnica de recuperación mejorada la cual tiene muchas ventajas pero la principal es aumentar el factor de recuperación del aceite, esto se logra mejorando el radio de movilidad y reduciendo la TIF. El yacimiento donde se aplicara este producto es en el campo de poza rica, donde se debe tomar en cuenta la temperatura, porosidad, la permeabilidad y otros factores que pueden afectar el proceso en el sistema de inyección de químicos ASP. La instrumentación se aplica con el propósito de observación, medida, control o cualquier combinación de estas; esta ha permitido un gran avance tecnológico y automatizar los sistemas teniendo un mejor funcionamiento; los instrumentos cuentan con un elemento primario y un elemento secundario, estos pueden tener diferentes características de acuerdo al elemento que se va a medir donde se puede tener lecturas de presión, flujo y temperatura.

Las normas que maneja Pemex para los manómetros es la NRF-164-Pemex-2011 en la cual se menciona las condiciones de diseño, especificaciones generales y para los accesorios, los materiales, la fabricación, el marcado, inspecciones y pruebas. Para los instrumentos de medición de temperatura se rige por la norma NRF-148-Pemex-2011 y para los transmisores de temperatura la norma es NRF-242-Pemex-2011, la norma NRF-243-Pemex-2010 para los instrumentos de nivel.

Cada una de las sustancias que contiene la inyección de químicos ASP tiene una función importante y específica, el polímero reduce la relación de movilidad, el surfactante reduce la tensión superficial y el álcali reacciona con el aceite para mejorar la composición química. La tazas de inyección de químicos ASP registradas oscilan entre  $3\ 300\ m^3/d$  a  $2500\ m^3/d$ , se tiene 16 200 Kpa de presión máxima trabajando en el sistema, cuando la temperatura del yacimiento no pasa los  $90\ ^\circ C$  se tiene el buen funcionamiento de la composición química. Las características del yacimiento donde será aplicado la inyección de químicos es muy importante, este sistema se aplicara en el campo de Poza Rica donde se tiene un yacimiento naturalmente

fracturado con una temperatura de 90 °C es de aceite ligero con densidad de fluido de 31 °API con presión de 218  $kg/cm^2$ . Se conceptualiza la simulación de yacimiento ya que el proceso de análisis es profundo con un grado académico alto y requiere de una investigación específica.

Se selecciona los instrumentos para medir las variables de salida como la presión, temperatura y flujo, en la cual se hizo una comparación para seleccionar los instrumentos adecuados, para controlar y monitorear la variables mencionadas; los parámetros que se tomaron en cuenta para la selección adecuada de los instrumentos son la exactitud, linealidad, rango, costo, precisión, mantenimiento, tamaño, estructura, sensibilidad y material. Esta investigación se limita al diseño conceptual para la selección de los instrumentos adecuados para el sistema de inyección de químicos ASP.

## **1.2 Justificación**

Esta investigación se realizará con el apoyo de CIDESI, basándose en un estudio teórico sobre la aplicabilidad de un nuevo método químico de recuperación mejorada en yacimientos de crudos pesados, denominado Inyección ASP, la cual ha sido muy poco estudiada en México, con ello se requiere Implementar, mediante una prueba piloto, la tecnología de inyección de químicos ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en formaciones carbonatadas ligeramente fracturadas conteniendo aceite entre 30-32 API, con el objetivo específico de demostrar su potencial para incrementar el factor de recuperación de aceite en estas formaciones. La prueba incluye el proceso de monitoreo, evaluación y control de la misma, con los equipos, software, laboratorios, herramientas y el personal técnico requerido, así como la ingeniería y construcción de instalaciones y equipos requeridos.

La investigación va orientada a la selección de los instrumentos adecuados que pueden instalarse sobre el equipo de inyección de químicos ASP, ya que la selección de los instrumentos adecuados beneficiara en tener una buena lectura y control sobre el sistema. El plan de negocios de Pemex Exploración y Producción 2011-2025 contempla aumentar el factor de recuperación de aceite en sus yacimientos. Las tecnologías de recuperación mejorada incorporan reservas y aumentan el factor de recuperación de aceite, y por lo tanto, son una

alternativa real que se debe considerar. En formaciones carbonatadas, esta tecnología pudieran incrementar el factor de recuperación de aceite entre un 18 a un 25 % del volumen original de aceite.

### **1.3 Objetivo General**

Seleccionar los instrumentos adecuados que requiere el sistema de inyección de químicos ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) para medir las variables de salida del sistema.

### **1.4 Objetivos Específicos**

- Realizar la descripción actualizada y completa de los equipos de medición involucrados en el proceso de inyección de químicos (ASP)
- Definir la función y parámetros operacionales de los diferentes equipos de medición involucrados en tal proceso según sea el caso.
- Especificar las normas requeridas para la selección de los instrumentos de medición adecuados para el sistema de inyección de químicos ASP.

### **1.5 Caracterización del Área de Participación**

#### **1.5.1 Nombre y ubicación de la empresa**

Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (CIDESI).

La Empresa se encuentra ubicada en: Av. Playa Pie de la Cuesta No. 702. Desarrollo San Pablo, ciudad de Querétaro, Qro.

### **1.5.2 Misión**

Generar valor en las empresas orientadas a la transformación, contribuyendo al incremento de su competitividad mediante el desarrollo y aplicación de conocimiento relevante y pertinente, con personal altamente calificado y estándares de clase mundial.

### **1.5.3 Visión**

CIDESI es una institución de clase mundial, autosuficiente, con amplia cobertura nacional e internacional que cuenta con personal altamente capacitado, comprometido, con vocación de servicio al cliente, ofreciendo productos de alto impacto. La operación se lleva a cabo en instalaciones en el estado del arte con los sistemas más avanzados tanto de diseño como de control de la operación, participando en redes de innovación tecnológica nacionales e internacionales y con alianzas estratégicas efectivas, tanto en investigación y desarrollo como en formación de recursos humanos, lo que le permite mantener la temática de su operación especializada con estándares de alta calidad.

### **1.5.4 Política de Calidad**

En CIDESI nos comprometemos a:

- Incrementar la confianza y fidelidad de nuestros clientes.
- Cumplir con las especificaciones indicadas por el cliente para productos y servicios tecnológicos.
- Cumplir con la normatividad ambiental.
- Establecer y dar seguimiento a los procesos de mejora continua.
- Mantener certificaciones y acreditaciones de acuerdo a los requerimientos normativos.
- Fortalecer el desarrollo profesional del personal del Centro.
- Mantener un apropiado clima laboral.

### **1.5.5 Área donde se realizó el proyecto**

En la Dirección de Investigación y Posgrado se llevan a cabo todas las actividades necesarias para contribuir en la generación de valor tecnológico en las empresas orientadas a la transformación, coadyuvando al incremento de su competitividad, mediante la investigación aplicada y la formación de capital humano con programas de posgrado competitivos a nivel nacional, académicamente pertinentes y socialmente relevantes, articulados con las áreas sustantivas del Centro.

## 1.5.6 Organigrama del área



Figura 1.1 Organigrama del área

## 1.5.7 Actividades del área

A la Dirección de Investigación y Posgrado, le corresponde:

- Orientar las acciones en el ámbito de su competencia, para alcanzar un nivel de clase mundial, autosuficiente, con amplia cobertura nacional e internacional; que cuente con instalaciones en el estado del arte y personal altamente capacitado, comprometido, con vocación de servicio al cliente, ofreciendo investigación aplicada y programas académicos de alto impacto y estándares de alta calidad.
- Realizar todas las actividades relacionadas con la investigación y posgrado, en todas aquellas materias que resulten necesarias para el desarrollo adecuado del objeto de CIDESI, incluyendo aquellas que apruebe el Consejo Técnico Consultivo Interno.
- Impartir enseñanza superior a nivel de: Especialidad, Maestría y Doctorado, así como de actualización profesional.
- Desarrollar proyectos de investigación aplicada y de enseñanza especializada de interés para el sector productivo público y privado y para otras instituciones.
- Contribuir al desarrollo, difusión e implementación de nuevas tecnologías.
- Realizar actividades de innovación y desarrollo tecnológicos orientadas a la modernización del sector productivo público y privado.
- Participar en actividades de divulgación científica y tecnológica a través de la impartición de conferencias, ponencias en eventos de alto impacto y publicación de artículos arbitrados en revistas internacionales y nacionales.

- Otorgar diplomas y expedir certificados de estudios, grados y títulos de conformidad con las disposiciones legales aplicables.
- Actuar como Secretario Técnico del Consejo de Posgrado de la Maestría y Doctorado Interinstitucionales en Ciencia y Tecnología.
- Promover convenios de colaboración e intercambio académico con instituciones nacionales e internacionales.
- Representar a los programas de posgrado del Centro, ante autoridades del sector privado y gubernamental.
- Garantizar una alta calidad académica de los diferentes programas de posgrado que imparte el Centro, así como también, el buen desarrollo de los proyectos de investigación aplicada ejecutados.
- Coordinar la promoción y difusión de los programas de posgrado que imparte el Centro, tanto nivel nacional como internacional.
- Presidir y coordinar el Comité Académico del Centro.
- Coordinar el Sistema de Control y Admisión de alumnos, a través del Comité Académico del Centro.
- Garantizar que el programa de egresados de Licenciatura, Especialidad, Maestría y Doctorado cumpla con los requisitos especificados por los organismos nacionales de Ciencia y Tecnología.
- Asesorar al Secretario Técnico del Consejo Directivo del Posgrado Interinstitucional en Ciencia y Tecnología.
- Coordinar los servicios del Centro de Información y Documentación Tecnológica.

## **1.6 Problemas a resolver**

La inyección de químicos ASP es un nuevo sistema de recuperación mejorada de petróleo, este sistema de recuperación mejorada se ha aplicado en Estados Unidos y en China, donde se han desarrollado la mayor parte de las pruebas pilotos de inyección de químicos ASP a pozos inyectoras, el problema es desarrollar el sistema completo de inyección de químicos ASP, es una tecnología que nunca se ha desarrollado en México.

El principal problema es encontrar los instrumentos adecuados de un sistema de inyección de químicos ASP, para obtener una buena lectura y control del sistema de inyección de químicos ASP, es la parte que le corresponde a CIDESI, ya que dicha investigación requiere de otras áreas e instituciones que completen el trabajo.

Se recomendarán los instrumentos utilizados en la inyección de químicos ASP con referencia bibliográfica y de acuerdo a las características que presenta el yacimiento donde se aplicara este sistema de recuperación mejorada, con esta investigación se plantarán las bases reales para una posible solución al problema que se presenta en este proyecto.

## **1.7 Alcances y Limitaciones**

### **1.7.1 Alcances**

Con este proyecto se piensa sentar las bases para la nueva instalación de tecnología en nuestro país a partir de estudios e investigación, permitirá reducir brechas tecnológicas en recuperación mejorada con inyección de químicos, se mejorara la explotación de yacimientos para incrementar el factor de recuperación de aceite.

Con esta investigación se sentaran las bases para tener más claro que instrumentos podrán ser los más viables para su posible instalación en el diseño final del sistema de inyección de químicos ASP.

### **1.7.2 Limitaciones**

La principal limitación que se tiene es el tiempo que se va invertir para realizar la investigación, ya que para tener un resultado viable y que sea aplicable es de un año y medio, además de que este proyecto requiere de otras instituciones para su realización, como la UNAM, Instituto Politécnico Nacional, CIDESI y otras instituciones especializadas; se estará a expensas de datos que se requieren para la investigación por las instituciones antes mencionadas y con eso se tendrá un margen de tiempo más limitado. Aclarando que las otras instituciones mencionadas les corresponden otros temas de investigación de acuerdo a su especialidad pero que en conjunto se lograra implementar el sistema de inyección de químicos ASP solicitado por PEMEX.

## **CAPITULO 2 FUNDAMENTO TEÓRICO**

### **2.1 Reseña Histórica**

A comienzos del año 1980, la empresa norteamericana SURTEK INC. Crea la Inyección ASP o Inyección Alcalino - Surfactante - Polímero, a partir de una modificación de la inyección alcalina,

combinando productos químicos que reducen la Tensión Interfacial (Alcalino y Surfactante) con un producto químico que controla la movilidad (Polímero), lográndose aumentar la producción de petróleo por la reducción de la Saturación Residual de Petróleo. Para el mismo año, se realiza la primera aplicación de este proceso, en el campo West Kiehl Minnelussa, Wyoming, Estados Unidos; como método secundario (después de la Inyección de agua). Los resultados obtenidos no fueron aceptados ya que se tenían complicaciones con el tamaño del campo, configuración y número de pozos, ya que estos no eran significativos como para lograr un buen barrido con la Inyección.

Luego de realizar varios estudios de laboratorio, se efectuó la primera aplicación exitosa del proceso en el mismo campo en el año 1986. Lo que permitió que durante los años 80 y 90 se llevara a cabo estudios de la inyección en los campos petroleros de Estados Unidos así como los de la República Popular China, donde se obtuvieron resultados favorables tanto en el Laboratorio como en el Campo. En Venezuela, se inició su estudio en el año 2000 por lo que es una de las tecnologías que ha sido evaluada muy recientemente. Actualmente, se encuentran paralizadas las aplicaciones de esta técnica por el cierre del Laboratorio encargado del estudio.

Desde sus inicios, se han realizado más de 18 proyectos a nivel mundial, de los cuales dos se desarrollaron en Venezuela en el año 2000, en el campo La Salinas y Lagomar, ambos ubicados en el Lago de Maracaibo, donde se obtuvo un recobro adicional de 24.6 % y 30%, respectivamente.

Para crudos pesados se realizaron tres proyectos, el primero se inició en 1992 en un yacimiento con un crudo de 18,9° API en el cual pruebas de laboratorio indicaron un 18% de recobro adicional sobre la inyección de agua, los restantes se aplicaron en yacimientos con gravedades API de 20° y 10° pertenecientes a Canadá (Alberta) y Estados Unidos (Wyoming) el cual reportó un recobro adicional de crudo del 28%.

En la actualidad, se está llevando a cabo la Fase III de las pruebas de laboratorio para evaluar si la Inyección ASP es aplicable en el Campo Nowata, Oklahoma, donde se han obtenido en pruebas de núcleo, 34% de recobro adicional de 58 millones de barriles de petróleo originalmente en sitio.

## **2.2 Recuperación mejorada de petróleo**

La vida productiva de un yacimiento puede pasar por tres etapas. La etapa primaria donde la energía de sobrepresionamiento de los fluidos y de la roca almacén es aprovechada para expulsar los fluidos residentes a la superficie, recuperando aproximadamente el 30% del POES, llegando a su fin cuando los mecanismos naturales dejan de funcionar eficientemente.

La etapa secundaria, consiste en inyectar agua o gas a presión de yacimiento, convirtiendo algunos pozos productores en inyectores o perforar pozos adicionales, originando una represión que dará origen a un desplazamiento del crudo hacia los pozos productores, recuperando el 15% del POES.

Pero la eficiencia de ambas etapas está limitada por dos factores:

1. A escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
2. A la escala de yacimiento, donde existen ciertas zonas en las cuales los fluidos inyectados durante la recuperación secundaria no penetran, a causa de la baja permeabilidad de estas zonas o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable y como consecuencia los fluidos siguen caminos preferenciales.

En años recientes se ha experimentado en laboratorio y en campo una tercera etapa que se ha llamado terciaria o mejorada.

La recuperación mejorada de petróleo o enhanced oil recovery (EOR) se define como la tercera o última etapa para recuperar petróleo utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento aplicándolos, bien sea, después de la recuperación primaria o después de una recuperación secundaria por inyección de agua con lo que se obtiene cantidades adicionales de crudo.

Estos procesos EOR no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria, tal como se puede observar en los yacimientos de crudos muy viscosos que tienen muy poco o ninguna recuperación primaria o secundaria, siendo los procesos EOR empleados desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento.

En su mayoría los procesos EOR consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Estos fluidos interactúan con el sistema roca/fluido creando condiciones favorables para la recuperación del petróleo, como el adecuado o favorable comportamiento de fases, reducción de la TIF, entre otros.

### **2.3 Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero)**

La Inyección ASP es una técnica de recuperación mejorada de petróleo especialmente diseñada para ser utilizado después de un proceso de inyección de agua. Consiste en una mezcla de productos químicos, tales como el alcalino, el surfactante y el polímero, de allí que se denomine Inyección ASP, con los que se logra cambiar las propiedades del agua inyectada.

Esta inyección se aplica directamente al yacimiento (Figura 2.1). Se inicia con una inyección de agua para acondicionar el pozo (ajuste de salinidad), luego se inyecta la solución de álcali, surfactante y polímero, seguido de una solución de polímero para conducir el petróleo y controlar la movilidad de los químicos. Finaliza con la inyección de agua para conducir hacia los pozos productores los tapones previos y el petróleo.

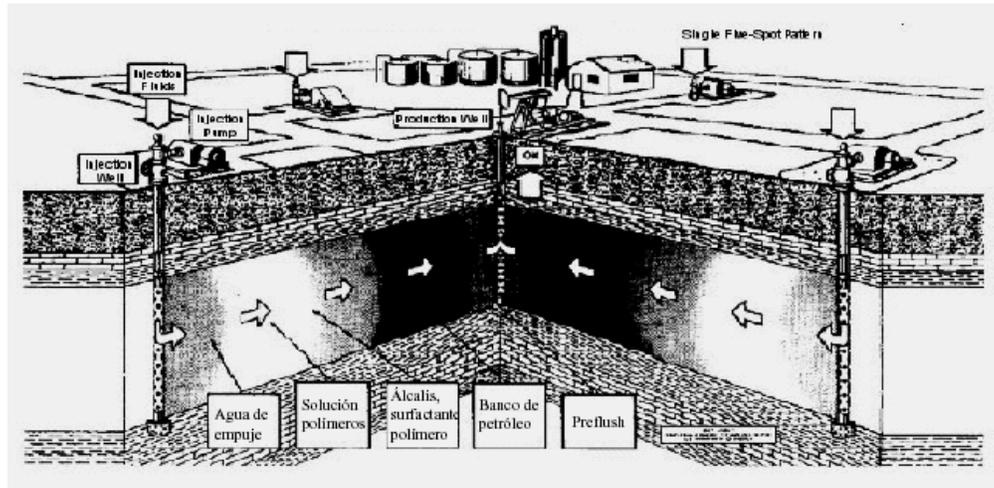


Figura 2 Proceso de Inyección ASP

### 2.3.1 Ventajas de la Inyección ASP

- Ayuda a disminuir la saturación de petróleo residual al mismo tiempo que mejora la eficiencia de barrido.
- Se logra extender la vida útil del yacimiento e incrementar su valor económico.
- Disminuye notablemente el corte de agua.
- Se obtiene un notable incremento en el recobro de petróleo en yacimientos heterogéneo.
- Se usa con preferencia en crudos con alto valor ácido.
- Se aplica a un campo en cualquier momento, sea durante una inyección de agua o al final.
- La recuperación total de petróleo es casi dos veces la de un programa tradicional de inyección de agua.

### 2.3.2 Objetivos de la Inyección ASP

Después de la producción primaria o después de la aplicación de la inyección de agua la saturación residual de petróleo en el yacimiento puede estar en el orden del 40 – 60%. La

cantidad de crudo atrapada en el interior del yacimiento se debe principalmente a dos fenómenos:

1. Problemas de inyectividad por caminos preferenciales y/o segregación gravitacional
2. Fuerzas capilares que hacen que las gotas de petróleo queden atrapadas en el medio poroso en forma discontinua.

La inyección ASP es uno de esos métodos que se usan para contrarrestar esos fenómenos dado que esta tiene como propósito principal mejorar el desplazamiento del crudo a través de la disminución de la TIF entre el agua y el crudo e incrementar la viscosidad del agua modificando así la relación de las fuerzas viscosas y capilares. Por lo que, entre los objetivos que cumple el proceso están:

1. Mejorar el radio de movilidad: La inyección ASP tiene como premisa lograr un radio de movilidad menor a uno ( $M < 1$ ) para que ocurra un desplazamiento óptimo, donde el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es muy fácil para el agua desplazar el crudo, resultando en altas eficiencias de barrido y un buen recobro de petróleo. Esto lo logra, con la ayuda del polímero que incrementa la viscosidad del agua por lo que aumenta la permeabilidad efectiva de la misma.
2. Reducción de la TIF: Con la ayuda del surfactante y del álcali se logra disminuir la tensión interfacial entre las fases agua – petróleo para lograr un desplazamiento y movilización del crudo hacia los pozos productores, aumentando de esta manera el  $N_c$  y por ende mejora la eficiencia de desplazamiento.

### **2.3.3 Factores que afectan el proceso ASP**

El proceso ASP debe alcanzar tres metas principales:

- Propagación de los agentes químicos.
- Mínima retención del químico inyectado
- Barrido completo del área de interés.



Figura 3 Esquema de la Inyección ASP.

Estas pueden ser afectadas por dos factores principales:

- Selección del tipo de químico, concentración de cada uno y el tamaño del tapón.
- Propiedades de las rocas y los fluidos.

## 2.4 Tipo de pozo y espaciamiento entre ellos

Según resultados de pruebas de campo, la inyección ASP resultó ineficiente en pozos verticales, mostrando una pobre inyectividad y un ineficiente barrido por la alta permeabilidad vertical, sola es eficaz con el uso de un número desproporcionado de pozos. En caso contrario, los pozos horizontales son la mejor opción, demostrando una inyectividad y un barrido mejorado con un menor número de pozos. Esto dio lugar a una recuperación mayor al 10% excedente de la primera recuperación. Los pozos horizontales permiten establecer un área de contacto mayor entre el hoyo perforado y la formación productora, esto se refleja en un incremento en la productividad.

En sentido areal, ASP es más apropiada en el plano horizontal que en el plano vertical. Con referencia al espaciamiento entre pozos, este está relacionado a los valores de permeabilidad. Si el valor de  $K$  es bajo ( $< 25$  md) el espaciamiento debe ser pequeño (esto se presenta en yacimientos poco profundo). Si  $K$  es alta, mayor debe ser el espaciamiento.

En una prueba realizada en el campo Daqing (República popular China) en pozos con gran espaciamiento (200 a 250 m), se observó una separación cromatográfica en el que el fluido por efecto de adsorción, al desplazarse se va empobreciendo poco a poco en especies más adsorbidas (las de mayor peso molecular), pero todo depende del contraste de la permeabilidad.

Como factores a considerar para aplicar ASP, se tienen:

1. **Saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ ).** Según estudios realizados, para aplicar la inyección ASP se debe tener en el yacimiento por lo mínimo un 35% del VP como saturación residual de petróleo. Este valor, debe estar relacionado con la posibilidad de que los químicos puedan remover el crudo económicamente rentable. Indicando, que es

imperativo realizar pruebas de núcleo. Es importante, además, la presencia de crudo móvil para que ayude a formar el banco de petróleo.

2. **Porosidad ( $\phi$ ).** Las formaciones del subsuelo pueden variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales, anhidritas y yesos) pueden tener porosidad cero, para todos los efectos prácticos. En cambio, las areniscas bien consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad. Las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor a 40% llena de agua, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos. Para la inyección ASP, se puede decir, que la porosidad no es un parámetro “crítico”, se basa siempre en que se pueda inyectar un volumen poroso (VP) en un tiempo de 15 años siempre que se tenga suficiente crudo en el yacimiento para hacer atractivo económicamente el proyecto. Puede aplicarse, tanto en yacimientos de areniscas como en carbonatos, en este último antes de aplicarse debe de inyectarse un tapón de agua (salmuera suave) al inicio y al final de la inyección.
3. **Permeabilidad (K).** En la inyección ASP, se encontró que permeabilidades menores a 25 md no permitirán el flujo de fluidos eficiente. Además, indican a través de diversos estudios, que se debe considerar principalmente la tasa de inyectividad y el espaciamiento entre pozo el cual está relacionado con la permeabilidad.
4. **Temperatura del yacimiento ( $T_y$ ).** Para el proceso ASP, se considera como temperatura máxima 230 °F (110 °C), aunque se debe tener en cuenta que las altas temperaturas pueden afectar los mecanismos de desplazamiento del proceso, como es el caso de la reducción de la TIF. Para surfactantes iónicos, la CMC en solución agua – alcohol primero decrece y luego vuelve a crecer con la temperatura. Debido a dos efectos, de un lado un aumento de temperatura produce reducción de hidratación del grupo hidrofílico. Por otra parte, un aumento de temperatura produce una desorganización creciente de las moléculas de agua que se encuentran cerca del grupo no polar, como consecuencia el desajuste agua – grupo no polar decrece, o en otros términos la compatibilidad aumenta, lo que desfavorece la formación de la micela (CMC aumenta). También, afecta a los polímeros, donde un aumento de temperatura origina una disminución en la viscosidad, además puede ocasionar la degradación de la cadena polimérica y por ende una disminución en la viscosidad.
5. **Espesor de arena neta (EAN).** Si se tiene un espesor delgado (< 20 pies) este no representará un factor que afecte el proceso, siempre que, como ya se ha mencionado, se tenga un volumen de crudo económicamente extraíble para que el proyecto sea rentable.

## 2.5 Información general del yacimiento de el Campo Poza rica

La ciudad de Poza Rica de Hidalgo se localiza al norte del estado mexicano de Veracruz, al oriente de la República Mexicana. Poza Rica Veracruz, y el principal núcleo urbano de la zona norte del estado. Su zona conurbada está conformada por asentamientos y núcleos de población, fraccionamientos, colonias, áreas industriales y comerciales, asentadas sobre territorios de los municipios limítrofes en una conurbación en proceso de ratificación por parte de los ayuntamientos involucrados y el congreso del estado, misma que incluiría a 5 municipios en forma parcial, en donde la ciudad de Poza Rica constituiría el núcleo central, con algunos sectores periféricos dentro de los municipios de Coatzintla , Tihuatlán, Cazones y Papantla.

La ciudad alberga delegaciones y oficinas de organismos gubernamentales y administrativos para la zona norte del estado, así como una amplia oferta educativa que va desde educación elemental hasta universitaria, es además la sede administrativa de la Región Norte de Pemex Exploración y Producción, una de las 4 regiones en que se subdivide la subsidiaria de Petróleos Mexicanos. De acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, en la ciudad se observa un grado desarrollo humano alto, con un IDH de 0.889 puntos y un índice de PIB per cápita de 0.712 puntos.

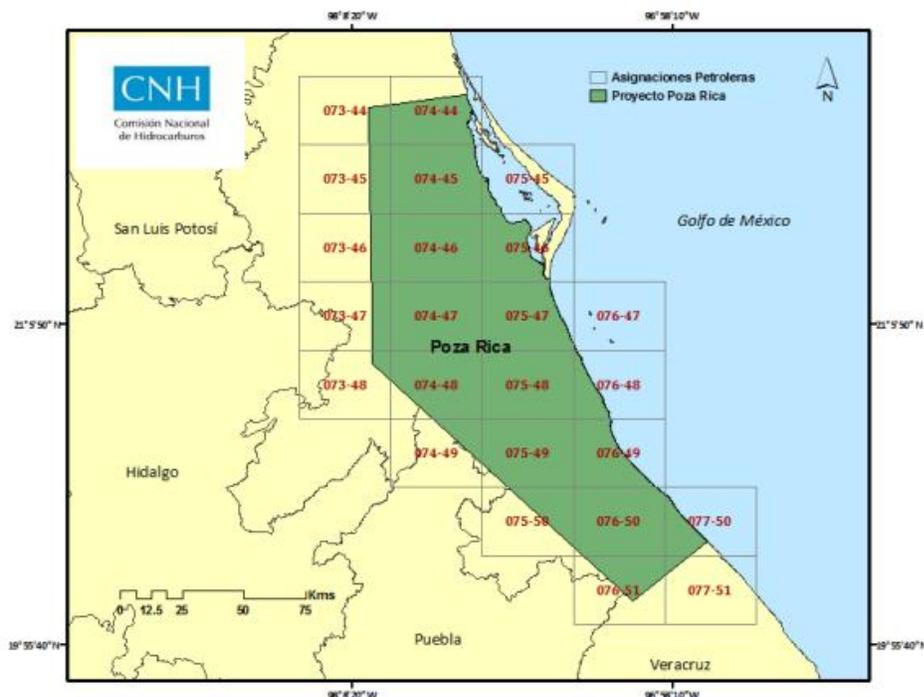


Figura 4 Localización del proyecto de explotación Poza Rica. (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) Dictamen del proyecto de explotación Poza Rica 2011)

## 2.5.1 Generalidades

El campo Poza Rica consta de 7 subcampos:

1. Ávila Camacho.
2. Escolín.
3. Mecatepec.
4. Petronac.
5. Poza Rica.
6. Presidente Alemán.
7. Talaxca.

Por producción, el subcampo Poza Rica es el más importante.

- La principal formación productora es la Tamabra, constituida por brechas calcáreas provenientes del borde occidental de la plataforma de Tuxpan. Se dice “principal” para no excluir otras formaciones, como San Andrés, con posibilidad de almacenar hidrocarburos.
- la formación es heterogénea y no está fracturada.
- A la fecha ha producido 1 400 millones de barriles de aceite (30 °API).
- En 1930 inicia la explotación y en 1951 la inyección de agua.
- De no haberse inyectado agua sólo se hubiesen recuperado 970 millones de barriles de aceite.
- La relación entre el barril inyectado de agua y el barril producido de aceite es de 6.5 a 1.
- En los pozos todavía productores la fracción de agua es en promedio 70%.
- La inyección de químicos deberá, entre otros propósitos, reducir tal fracción.
- Se han inyectado 2 800 millones de barriles de agua de baja salinidad de modo que la salinidad actual de la mezcla: agua congénita y agua inyectada, anda en las 20 000 ppm.

## 2.6 Simulación computacional de procesos de inyección de ASP

La simulación es un paso necesario en el proceso de diseño, interpretación y optimización del proceso de inyección de ASP a nivel de campo. Para este propósito se han desarrollado simuladores que consideran múltiples componentes y múltiples fases, utilizando modelos especiales que tratan cada fase como una mezcla de varios componentes.

Estos simuladores se basan en las ecuaciones de balance de materiales describiendo el flujo de los fluidos mediante el uso de la ley de Darcy con las condiciones iniciales y de frontera adecuadas. Además de estas ecuaciones, utilizan otras ecuaciones para describir fenómenos y mecanismos físicos tales como comportamiento de fases, tensión interfacial, intercambio de iones y adsorción, entre otras. También toman en cuenta las reacciones químicas que se pueden presentar entre las diferentes sustancias. Los simuladores se utilizan para calcular presiones, saturaciones y composiciones de las fases con el fin de obtener el recobro de petróleo y eficiencia del proceso.

El simulador UTCHEM, desarrollado por la Universidad de Texas en Austin, uno de los simuladores más reconocidos para la simulación de procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de químicos, tales como ASP. UTCHEM puede describirse como un simulador tridimensional (3-D), multicomponente y multifásico, que utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico, tomando en cuenta el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas y las propiedades heterogéneas del medio poroso. Originalmente el simulador fue desarrollado por Nelson y Pope en 1978, con el objetivo de simular métodos de recuperación de petróleo utilizando procesos de inyección de surfactantes y polímeros.

## **2.7 Instrumentación**

Se considera a la instrumentación como un conjunto de instrumentos o aquellas aplicaciones para el propósito de observación, medida, control o cualquier combinación de estas. Además reconoce como instrumento a un dispositivo usado directa o indirectamente para medir y/o controlar una variable. Este término incluye elementos primarios, de control final, dispositivos eléctricos como switches y pulsadores.

La instrumentación es el grupo de elementos que sirven para medir, controlar o registrar variables de un proceso con el fin de optimizar los recursos utilizados en este. En otras palabras, la instrumentación es la ventana a la realidad de lo que está sucediendo en determinado proceso, lo cual servirá para determinar si el mismo va encaminado hacia donde se desea y de no ser así, se utilizara la instrumentación para actuar sobre algunos parámetros del sistema y proceder de forma correctiva.

La instrumentación es lo que ha permitido el gran avance tecnológico de la ciencia actual, la automatización de los procesos industriales es solo posible a través de elementos que puedan sensor lo que sucede en el ambiente, para luego tomar una acción de control pre programada que actué sobre el sistema para obtener el resultado previsto.

### 2.7.1 Elementos de medición y transmisión

Son los dispositivos que se encargan de transformar la variable de ingeniería (temperatura, por ejemplo) en una señal mecánica, eléctrica, etc. que puede ser usada por otros instrumentos (indicadores, controladores, registradores, etc.).

Estos dispositivos tienen dos partes:

- Elemento primario: es el que capta la variable a medir y produce cambios en propiedades físicas que luego puede transformarse en una señal.
- Elemento secundario: capta la señal elaborada por el elemento primario y la transforma en una salida (indicación por ejemplo) o genera una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota.

Estas dos partes pueden estar claramente separadas como en el caso de un tubo Venturi (elemento primario) con transmisor de presión diferencial (elemento secundario) o bien ambos elementos están confundidos en un mismo dispositivo (medidor de presión tipo Bourdon con indicación de aguja).

Analizando las relaciones causa efecto, se puede representar a un medidor-transmisor como dos sistemas en serie tal como se representa en la figura 2.4.

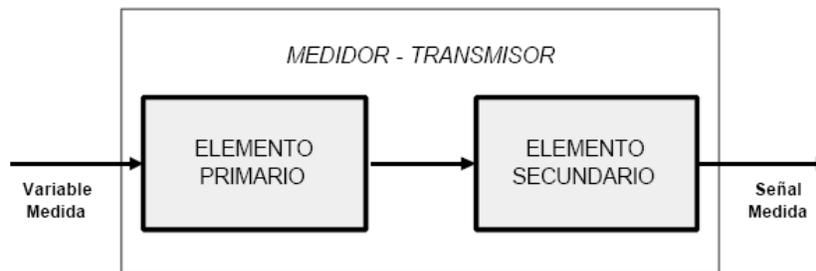


Figura 5 Esquema de un medidor - transmisor.

### 2.7.2 Característica de los Instrumentos

De acuerdo con las normas SAMA (Scientific Apparatus Makers Association), Estandar PMC20.I-1973 “Process Measurement and Control Terminology”, las características de mayor importancia, para los instrumentos son:

- a. Campo de medida o Rango: Es el conjunto de valores dentro de los límites superior e inferior de medida, en los cuales el instrumento es capaz de trabajar en forma confiable.
- b. Alcance (Span): Es la diferencia entre el valor superior e inferior del campo de medida.
- c. Error.- Es la diferencia que existiría entre el valor que el instrumento indique que tenga la variable de proceso y el valor que realmente tenga esta variable en ese momento.

- d. Precisión.- Esto es la tolerancia mínima de medida que permitirá indicar, registrar o controlar el instrumento. En otras palabras, es la mínima división de escala de un instrumento indicador. Generalmente esta se expresa en porcentaje (%) del SPAN.
- e. Zona muerta (Dead Band).- Es el máximo campo de variación de la variable en el proceso real, para el cual el instrumento no registra ninguna variación en su indicación, registro o control.
- f. Sensibilidad.- Es la relación entre la variación de la lectura del instrumento y el cambio en el proceso que causa este efecto.
- g. Repetitividad.- Es la capacidad de un instrumento de repetir el valor de una medición, de un mismo valor de la variable real en una única dirección de medición
- h. Histéresis.- Similar a la repetitividad, pero en este caso el proceso de medición se efectuara en ambas direcciones.
- i. Campo de medida con supresión de cero.- Es aquel rango de un instrumento cuyo valor mínimo se encuentra por encima del cero real de la variable.
- j. Campo de medida con elevación de cero.- Es aquel rango de un instrumento cuyo valor mínimo se encuentra por debajo de cero de las variables.
- k. Campo de medida con elevación de cero.- Es aquel rango de un instrumento cuyo valor mínimo se encuentra por debajo de cero de las variables.

### **2.7.3 Clasificación de los instrumentos**

- Instrumentos indicadores: son aquellos que indican directamente el valor de la variable de proceso. Ejemplos: manómetros, termómetros, etc.
- Instrumentos ciegos: son los que cumplen una función reguladora en el proceso, pero no muestran nada directamente. Ejemplos termostatos, presostatos, etc.
- Instrumentos registradores: realizan el histórico de la variable de proceso.
- Elementos primarios: algunos elementos entran en contacto directo con el fluido o variable de proceso que se desea medir, con el fin de recibir algún efecto de este (absorben energía del proceso), y por este medio pueden evaluar la variable en cuestión. (placa orificio).
- Transmisores: estos elementos reciben la variable de proceso a través del elemento primario, y la transmiten a algún lugar remoto. Estos transmiten las variables de proceso en forma de señales proporcionales a esas variables.

- Transductores: son instrumentos fuera de línea (no en contacto con el proceso), que son capaces de realizar operaciones lógicas y/o matemáticas con señales de uno o mas transmisores.
- Convertidores: en ciertos casos, la señal de un transmisor para ser compatible con lo esperado por el receptor de esa señal, en ese caso se utilizara un elemento convertidor para lograr la antes mencionada compatibilidad de señal.
- Receptores: son los instrumentos que generalmente son instalados en el panel de control, como interface entre el proceso y el hombre. Estos reciben la señal de los transmisores o de un convertidor.
- Controladores: este es uno de los elementos más importante, ya que será el encargado de ejercer la función de comparar lo que está sucediendo en el proceso, con lo que realmente se desea que suceda en el, para posteriormente, en base a la diferencia, envié una señal al proceso que tienda a corregir las desviaciones.
- Elemento final de control: será este elemento quien reciba la señal del controlador y quien estando en contacto directo con el proceso en línea, ejerza un cambio en este, de tal forma que se cambien los parámetros hacia el valor deseado. Ejemplo: válvulas de control, compuertas, etc.

También interesa en la industria de procesos ciertas características físicas (densidad, viscosidad, etc.) y químicas (composición, conductividad, pH, etc.) que también se miden y controlan, pero en mucha menor escala.

#### **2.7.4 Medidores de nivel**

La medición de nivel se realiza con dos propósitos fundamentales: control de los márgenes de operación y seguridad, y determinación de la cantidad de producto contenida en un recipiente con propósitos de inventario.

Los medidores de nivel de líquidos trabajan midiendo, bien directamente la altura de liquido sobre una línea de referencia, bien la presión hidrostática, bien el desplazamiento producido en un flotador por el propio liquido contenido en el tanque del proceso, o bien aprovechando características eléctricas del liquido.

En la industria, la medición de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento del proceso como de la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales.

### *Tipos de medidores de nivel:*

- **Vibrante:** Es un sensor con forma de horquilla, que vibra a su frecuencia de resonancia por un cristal piezoeléctrico. Esta frecuencia cambia cuando la horquilla se pone en contacto con el sólido o líquido contenido en el recipiente. El cambio de frecuencia es evaluado y convertido en una señal. Sirve para mediciones discretas.
- **Capacitancia/admitancia RF:** La sonda de capacitancia y la pared del recipiente forman las dos placas de un capacitor, la capacidad estará determinada por su área superficial, la distancia entre ellas, así como el tipo y propiedades dieléctricas del producto que se está midiendo. A medida de que el recipiente se llena, la capacidad aumenta. La capacidad se mide y una señal proporcional al nivel es generada por un circuito electrónico que posee la sonda. La señal es evaluada por otra unidad electrónica conectada al sistema.
- **Conductímetro:** Se utiliza en líquidos que sean conductores de corriente y están diseñados para soportar líquidos agresivos. Es un interruptor de nivel que suministra una pequeña corriente alterna entre dos sondas, el circuito se cierra por medio del fluido y se indica así el nivel cuando el líquido `toca` ambas sondas. Se utiliza en mediciones discretas.
- **Hidrostático:** Es utilizado para medición continua de nivel en tanques que contengan líquidos. El peso de una columna de líquido genera una presión hidrostática. A densidad constante, la presión hidrostática es solamente función de la altura de la columna de líquido:  $P_{hidrostática} = \rho \cdot g \cdot h$
- **Ultrasónico:** Se usan para la medición continua de nivel, suelen montarse a través de la parte superior del recipiente o tanque. Consiste en emitir un pulso de energía que viaja a la velocidad del sonido en el espacio de vapor que se encuentra por encima del líquido o polvo. La señal es reflejada por la superficie del líquido o polvo y va de vuelta al receptor. Se mide el tiempo entre la señal emitida y la señal recibida. A partir de esa medición de tiempo y con la velocidad del sonido en el vapor se calcula la distancia desde el receptor a la superficie del líquido o polvo.
- **Radiométrico:** Se utiliza tanto para medición continua o discreta. El transmisor no entra en contacto con el material ni con el recipiente, tanto fuera o dentro de él (figura 6). Debido a que la fuente sola emite rayos gamma, el material y el tanque pueden ser contaminados radiactivamente.

La fuente de rayos gamma, tanto de componentes de cesio o cobalto, emite radiación que es atenuada a medida que pasa a través de los materiales. Un detector, montado en el lado opuesto del recipiente, convierte esta radiación en una señal eléctrica. La amplitud de la señal

es determinada por la distancia entre la fuente gamma y el detector y también por el ancho y la densidad del material. El ancho y las paredes del recipiente, cuya atenuación de la radiación es constante, se tienen en cuenta en el cálculo de la señal. La determinación del nivel, se basa en la absorción de radiación por el producto que contiene el tanque.

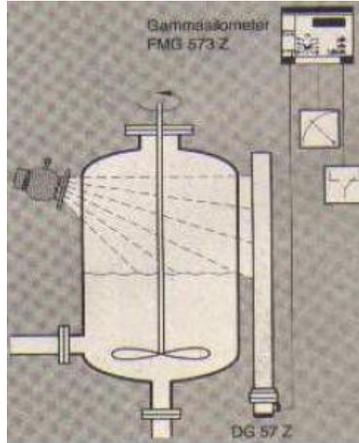


Figura 6 Medidor de nivel radiométrico.

- De presión diferencial: Consiste en un diafragma en contacto con el líquido del tanque, que mide la presión hidrostática en un punto del fondo del tanque. En un tanque abierto esta presión es proporcional a la altura del líquido en ese punto y a su peso específico. El diafragma forma parte de un transmisor neumático o electrónico de presión diferencial. La precisión de los instrumentos de presión diferencial es bastante buena. El material del diafragma debe ser compatible con el fluido que se encuentra en el tanque. Este método es el más común en la medición de nivel para tanques abiertos o cerrados. Si la densidad del líquido se conoce, la señal será directamente el nivel.
- Celdas de carga o extensométricos: Las celdas de carga determinan el nivel pesando el tanque y su contenido (figura 7). En la actualidad, las celdas de carga pueden soportar el tanque o bien se pueden fijar extensómetros a un miembro de soporte de la estructura del tanque para medir la acción del peso cambiante. Tienen la ventaja de ser externos al contenido del tanque. Dan una medición continua de nivel.



Figura 7 Medidor de nivel de celdas de carga o extensométricos.

- Método de burbujeo: Los sistemas de burbujeo o de purga continua, realizan la medición de nivel midiendo la presión requerida para que un flujo constante de aire venza la presión hidrostática de un líquido, al salir el aire lo hace a manera de burbujeo, de ahí el nombre del sistema. "La presión en el tubo es igual a la presión hidrostática causada por el nivel, si se mide la presión dentro del tubo se obtiene la medición del nivel", este método se puede utilizar en recipientes abiertos o cerrados, la entrada del manómetro se monta por encima del nivel máximo del recipiente para que los sedimentos no se acumulen en el tubo de conexión.
- Medidores a flotador: Uno de los primeros métodos para medir nivel de líquidos empleaba un flotador (ver figura 8) dentro de un tanque conectado por medio de un cable a un contrapeso en el exterior del tanque. Una escala graduada sobre el tanque permite obtener lecturas continuas y directas del nivel del líquido, en este sistema abundan las inexactitudes y solo es apto para indicación.



Figura 8 Medidor de nivel a flotador.

- Óptico: El sistema sensor óptico permite la monitorización del nivel de líquido de uno o varios depósitos. Se basa en el uso de fibras ópticas, de forma que la electrónica necesaria se encuentra suficientemente alejada del punto de medida. Ello permite su uso seguro en entornos críticos: atmosferas inflamables, explosivas, contaminadas electromagnéticamente, sin necesidad de recubrimientos especiales que encarecen su coste final. De la cabeza transductor sale un haz luminoso que se refleja en la superficie del medio cuyo nivel se desea medir. La señal luminosa reflejada posee información dependiente de la distancia recorrida por el haz, permitiendo la medida continua de nivel.
- Por paleta rotatoria: Detecta la presencia o ausencia de sólidos secos a granel. La paleta rotativa e accionada por un motor de engranaje (figura 9), y detecta el material cuando el nivel alcanza el sensor. Cuando el material entra en contacto con la paleta se detiene la

vibración. Esta vibración provoca el cambio de estado del relé. Cuando la paleta esta libre, se reanuda la vibración y el relé vuelve a su condición normal.



Figura 9 Medidor de nivel por paleta rotatoria

### 2.7.5 Medidores de Presión

El control de la presión en los procesos industriales da condiciones de operación seguras. Cualquier recipiente o tubería posee cierta presión máxima de operación y de seguridad variando este, de acuerdo con el material y la construcción. Las presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, si no también puede provocar la destrucción del equipo adyacente y ponen al personal en situaciones peligrosas, particularmente cuando están implícitas, fluidos inflamables o corrosivos. Los tipos de sensores de presión son:

- Tubo de Bourdon: Es un tubo cerrado en un extremo que puede ser de tres formas: helicoidal, espiral y en forma de C; los cuales al recibir una presión por su parte abierta tienden a enderezarse ocasionando un movimiento. Los tubos de Bourdon están hechos generalmente de acero inoxidable, aleaciones de cobre, hastelloy y monel. El tubo de Bourdon en C tiene un rango de 0.5 a 6000 bar, el de espiral está diseñado para trabajar entre 0.5 y 2500 bar y el helicoidal 0.5 y 5000 bar. Ambos con una precisión de 0.5 a 1%.
- Diafragmas: Son aéreas de material elástico (figura 10) que al recibir la presión ocasionan un movimiento proporcional a la presión y a la capacidad de deformación del área de recepción de la misma; consiste en una o varias capsulas circulares conectadas rígidamente entre si por una soldadura, está diseñado para bajas presiones, desde 50 mm cdea a 2 bar, con una precisión de 0.5-1%.

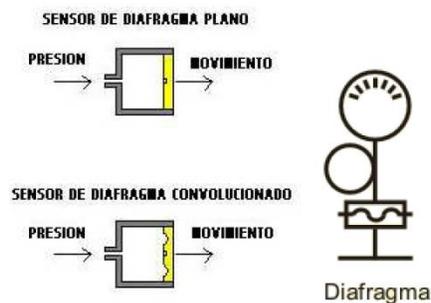


Figura 10 Sensor de presión por diafragmas

- **Fuelle:** Es parecido al diafragma compuesto, pero de una sola pieza flexible axialmente (figura 11), y puede dilatarse o contraerse con un desplazamiento considerable. El material empleado para el fuelle es usualmente bronce fosforoso, se emplea para pequeñas presiones, 100mm cdea - 2 bar.

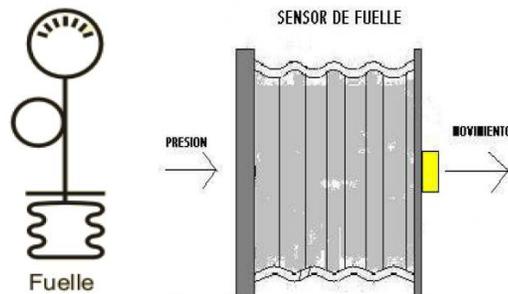


Figura 11 Sensor de presión de fuelle.

- **De Cápsula:** Consta, esencialmente, de una placa delgada circular ondulada, que está sujeta en su periferia (figura 12). El gran uso que se hace de estos diafragmas en los transductores de presión se debe a su alta precisión y excelente respuesta dinámica, pudiendo responder a unos valores de unos pocos milímetros de columna de agua. La capsula, consiste en dos diafragmas ondulados anulares, con las curvaturas de la ondulación en oposición y selladas por su periferia.

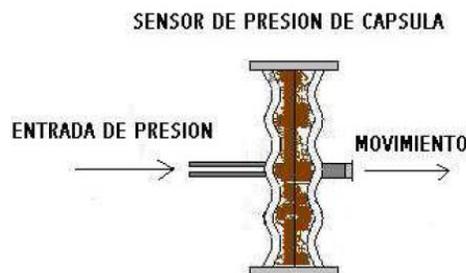


Figura 12 Sensor de presión de cápsula.

### 2.7.6 Medidores de Caudal

En la actualidad la medición del flujo es la variable más importante en la operación de una planta, sin esta medida el balance de materia, el control de calidad y la operación misma de un proceso continuo serian casi imposibles de realizar.

Existen muchos métodos confiables para la medición de flujo, uno de los más comunes es el que se basa en la medición de las caídas de presión causadas por la inserción, en la línea de flujo, de algún mecanismo que reduce la sección; al pasar el fluido a través de la reducción aumenta su velocidad y su energía cinética.

### *Medidores de cabeza variable:*

El principio básico de estos medidores es que cuando una corriente de fluido se restringe, su presión disminuye por una cantidad que depende de la velocidad de flujo a través de la restricción, por lo tanto la diferencia de presión entre los puntos antes y después de la restricción puede utilizarse para indicar la velocidad del flujo. Los tipos más comunes de medidores de cabeza variable son el tubo Vénturi, la placa orificio y el tubo de flujo.

- **Tubo de Vénturi:** El Tubo de Vénturi es un dispositivo que origina una pérdida de presión al pasar por el un fluido. En esencia, este es una tubería corta recta, o garganta, entre dos tramos cónicos. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha; así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta se puede medir la caída de presión y calcular el caudal instantáneo. La principal ventaja del Vénturi estriba en que solo pierde un 10 - 20% de la diferencia de presión entre la entrada y la garganta. Esto se consigue por el cono divergente que desacelera la corriente.
- **Placa orificio:** Son dispositivos que consisten en una reducción en la sección de flujo de una tubería, esta produce que el flujo se contraiga conforme se aproxima al orificio y después se expande al diámetro total de la tubería. La corriente que fluye a través del orificio forma una vena contracta y la rápida velocidad del flujo resulta en una disminución de presión hacia abajo desde el orificio. El uso de la placa de orificio es inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión pues estas partículas se pueden acumular en la entrada de la placa. Las mayores desventajas de este medidor son su capacidad limitada y la pérdida de carga ocasionada tanto por los residuos del fluido como por las pérdidas de energía que se producen cuando se forman vórtices a la salida del orificio.
- **Boquilla o tobera de flujo:** Es una contracción gradual de la corriente de flujo seguida de una sección cilíndrica recta y corta. La tobera de flujo (figura 13), es un instrumento de medición que permite medir diferencial de presiones cuando la velocidad del flujo es mucho mayor y las pérdidas empiezan a hacerse notorias.

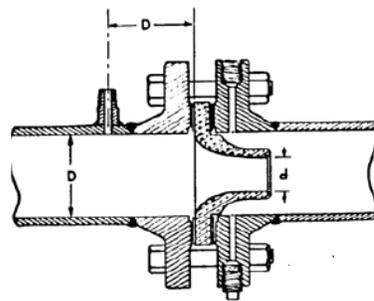


Figura 13 Boquilla o tobera de flujo

Luego, al instalar un medidor de este tipo se logran mediciones mucho más exactas. Además este tipo de medidor es útil para fluidos con muchas partículas en suspensión o sedimentos, su forma hidrodinámica evita que sedimentos transportados por el fluido queden adheridos a la tobera.

*Medidores de área variable:*

- Rotámetro: El fluido entra por la parte inferior del tubo y ejerce una fuerza ascendente sobre la base del flotador; al subir el flotador permite que pase una determinada cantidad de flujo por el área anular, área formada entre el flotador y la pared del tubo y será tal que la caída de presión en ese estrechamiento baste para equilibrar la fuerza de gravedad y el peso del flotador, en ese momento el flotador permanece estacionario en algún punto del tubo.
- Fluxómetro de turbina: El fluido provoca que el rotor de la turbina gire a una velocidad que depende de la velocidad de flujo. Conforme cada una de las aspas de rotor pasa a través de una bobina magnética, se genera un pulso de voltaje que puede alimentarse de un medidor de frecuencia, un contador electrónico u otro dispositivo similar cuyas lecturas puedan convertirse en velocidad de flujo. Velocidades de flujo desde 0.02 L/min hasta algunos miles de l/min se pueden medir con fluxómetros de turbina de varios tamaños.
- Fluxómetro de vórtice: Una obstrucción plana colocada en la corriente del flujo provoca la creación de vórtices y se derrama del cuerpo a una frecuencia que es proporcional a la velocidad del flujo. Un sensor en el fluxómetro detecta los vórtices y genera una indicación en la lectura del dispositivo medidor. El fluido cerca del cuerpo tiene una velocidad baja en relación con la correspondiente en las líneas de corrientes principales. Los medidores de vórtice pueden utilizarse en una amplia variedad de fluidos incluyendo líquidos sucios y limpios, así como gases y vapor.
- Fluxómetros de velocidad: Algunos dispositivos disponibles comercialmente miden la velocidad de un fluido en un lugar específico más que una velocidad promedio.
- Tubo pitot: Cuando un fluido en movimiento es obligado a pararse debido a que se encuentra un objeto estacionario, se genera una presión mayor que la presión de la corriente del fluido. La magnitud de esta presión incrementada se relaciona con la velocidad del fluido en movimiento. El tubo pitot es un tubo hueco puesto de tal forma que los extremos abiertos apuntan directamente a la corriente del fluido. La presión en la punta provoca que se soporte una columna del fluido. El fluido en o dentro de la punta es

estacionario o estancado llamado punto de estancamiento. Solo se requiere la diferencia entre la presión estática y la presión de estancamiento para calcular la velocidad, que en forma simultánea se mide con el tubo pitot estático.

- Fluxómetro electromagnético: Está formado por un tubo, revestido interiormente con material aislante. Sobre dos puntos diametralmente opuestos de la superficie interna se colocan dos electrodos metálicos, entre los cuales se genera la señal eléctrica de medida. En la parte externa se colocan los dispositivos para generar el campo magnético, y todo se recubre de una protección externa, con diversos grados de seguridad. El flujo completamente sin obstrucciones es una de las ventajas de este medidor. El fluido debe ser ligeramente conductor debido a que el medidor opera bajo el principio de que cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético, se induce un voltaje.
- Fluxómetro de ultrasonido: Consta de unas sondas, que trabajan por pares, como emisor y receptor. La placa piezo-cerámica de una de las sondas es excitada por un impulso de tensión, generándose un impulso ultrasónico que se propaga a través del medio líquido a medir, esta señal es recibida en el lado opuesto de la conducción por la segunda sonda que lo transforma en una señal eléctrica.

## **CAPITULO 3   NORMATIVIDAD EN POZOS DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON TECNOLOGÍA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS (ASP)**

Nos enfocamos en las normas que permite PEMEX para el uso de instrumentos enfocándonos en las variables de salida que se tiene en un sistema de inyección de químicos, esto es de gran importancia para la selección de los instrumentos, a continuación se muestra las normas requeridas.

### **3.1 NRF-164-PEMEX-2011 MANÓMETROS**

Esta norma de referencia establece los requisitos que se deben cumplir para las consideraciones del diseño, materiales, fabricación, inspección, pruebas. Esta norma de referencia no aplica para los siguientes instrumentos: manómetros de equipos portátiles como extintores y equipo de corte y soldadura, manómetros de filtros reguladores de aire, de equipos para presurización de aire de instrumentos de gabinetes de campo, manómetros de tablero con transductores montados remotamente, manómetros para posicionadores de válvulas, transmisores de presión, e interruptores de presión.

#### **a) Condiciones de diseño**

- El elemento de presión debe soportar una presión de medición intermitente de 1.3 veces del valor máximo de la escala sin perder la exactitud.
- La caja de los manómetros debe ser de frente sólido.
- La carátula no debe tener un tope donde descansa el puntero, el cual debe estar en un cero flotante para indicar un cero verdadero y debe tener un tope máximo para evitar que el puntero se mueva más allá de un punto 130% de la presión de escala total.
- La numeración de la carátula y de la unidad marcada en ella, debe dar directamente el valor de la presión medida sin tener que aplicar un factor, debe cumplir con el 6.6 de la NOM-013-SCFI-2004.
- El intervalo de indicaciones “rango” del manómetro se debe seleccionar tal que la máxima presión no exceda el 75 % de la escala total del medidor. El intervalo de indicaciones “rango” de presión seleccionado para el manómetro debe tener la escala de dos veces la presión de operación.

- Las líneas de graduación deben ser radiales al centro de rotación del puntero y éstas deben corresponder al intervalo de indicaciones “rango”. Las líneas principales e intermedias de la escala, se deben resaltar. Los números de la escala no se deben opacar o juntar a las graduaciones y marcas importantes.
- El espaciamiento de las graduaciones en toda la escala, debe ser el mismo en los manómetros.
- El espaciado de la escala no debe ser menor a 1 mm.
- El incremento de graduación más pequeño no debe exceder el doble del error permitido (exactitud) a la mitad de la escala.
- El puntero debe girar en sentido de las manecillas del reloj al incrementar la presión positiva y en sentido contrario al incrementar la presión negativa.
- El ancho del extremo del puntero no debe ser mayor que el ancho de las líneas de menor graduación en los manómetros, el ancho del extremo del puntero no debe ser mayor que el ancho de las líneas de menor graduación.
- El puntero debe cubrir 1/10 a 9/10 de la longitud de las líneas más cortas de la graduación. Este requisito no aplica a manómetros con la escala y aguja indicadora en el mismo plano y aquellos que tengan una lectura de error que no exceda 1/5 del error máximo permisible.
- Los manómetros con carátulas de 114 mm (4½ pulgadas) y más grandes deben tener dispositivos de retención de ventanas.
- El mecanismo del movimiento debe estar montado en un soporte independiente de la caja.
- Para los manómetros con caja llena de fluido, el líquido de llenado debe ser glicerina o aceite de silicón. Las cajas llenas de líquidos se deben evitar en servicios oxidantes, pero no limitados a cloro, ácido nítrico, oxígeno, peróxido de hidrógeno, en este caso se deben usar fluidos de llenados clorados, fluorados, o ambos.
- Los manómetros que midan presión en líneas pulsantes o en equipos recíprocos (bombas y compresores) deben incluir en forma integral un amortiguador de pulsaciones.
- Para manómetros en donde el fluido de proceso sea corrosivo o pueda causar taponamiento en el elemento de presión, se debe suministrar con sello químico tipo diafragma como ensamble integral. Con conexión a proceso como se especifica en 8.1.3.1 d) de esta NRF.
- Cuando se requiera reducir el efecto de las fluctuaciones de presión o para controlar el flujo hacia un elemento de presión susceptible a una falla en el servicio, o ambos, se debe suministrar un tornillo restrictor en forma integral al manómetro.

## **b) Especificaciones generales para manómetros**

- Las exactitudes deben ser de  $\pm 0.1\%$  de la escala total para grado 4A,  $\pm 0.25\%$  de la escala total para grado 3A,  $\pm 0.5\%$  de la escala total para grado 2A y cumplir con ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- De acuerdo a su exactitud la aplicación de los manómetros en las instalaciones de PEMEX deben ser grado 2A para procesos, ductos y servicios auxiliares entre otros y grado 3A y 4A para pruebas y laboratorios.
- Los diámetros requeridos de las carátulas deben ser los siguientes: para grado 4A mínimo de 216 mm (8½ pulgadas), para grado 3A mínimo de 114 mm (4½ pulgadas) y para el grado 2A de 114 mm (4½ pulgadas).
- Cuando se especifiquen manómetros para montaje en superficie o montaje al ras el proveedor o contratista debe suministrar los accesorios de instalación.
- La carátula debe ser de color blanco con caracteres negros y con escala dual: las unidades de la escala graduadas en kg/cm<sup>2</sup>, indicando además la escala equivalente graduada en psi. Para los manómetros de laboratorio de campo o tipo patrón de trabajo o prueba, la carátula debe disponer de una banda espejo.
- El puntero debe ser de una sola pieza, color negro y ajustable.
- Para los manómetros de laboratorio de campo o tipo patrón de trabajo o prueba, los ajustes de cero y de amplitud nominal "span" deben ser micrométricos, balanceados con ajuste de cero externo para reposición sin necesidad de remoción del puntero.
- La caja debe ser tipo 4X y cumplir con NMX-J-235-1-ANCE-2008, NMX-J-235-2-ANCE-2000 o con IP65 que debe cumplir con NMX-J-529-ANCE-2006.
- Para los manómetros llenos de líquido, la caja debe ser hermética.

## **c) Especificaciones generales de accesorios**

Los materiales en contacto con un fluido amargo, deben cumplir con los requerimientos de ISO 15156-1:2009, ISO 15156-2:2009 e ISO 15156-3:2009.

### **➤ Sellos químicos**

Se deben suministrar con las características establecidas y cumplir con lo siguiente:

- Se debe suministrar como un ensamble completo y el fluido debe ser introducido en el sello y cumplir con 2.9 de ASME B40.2 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- Debe ser para uso continuo y cumplir con el 2.3.2.1 de ASME B40.2 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- La parte inferior del diafragma debe ser removible, sin pérdida del líquido, con orificio para drenaje para propósitos de limpieza. Cuando así se requiera, los ensambles deben tener conexiones para llenado/drenado del fluido de 6.4 mm (¼ pulgadas) NPT hembra y ser suministrados con un tapón roscado. Toda la sección del fluido de llenado debe ser a prueba de fugas.
- La conexión del ensamble superior en contacto con el manómetro debe ser roscada interior (hembra) NPT del mismo tamaño que la conexión a proceso del manómetro. La conexión inferior (a proceso) debe ser roscada interior (hembra) NPT de 19 mm (¾ pulgadas).
- La caja superior debe ser removible (junto con el manómetro) sin pérdida del fluido.

➤ **Amortiguadores de pulsaciones**

- Debe ser tipo pistón, y cumplir con 3.4.5 de ASME B40.5 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- Debe ser del tipo de auto limpieza y para usar en posición vertical u horizontal.
- La conexión superior en contacto con el manómetro debe ser roscada interior del mismo tamaño que la conexión a proceso del manómetro. La conexión inferior debe ser rosca exterior NPT del mismo tamaño que la conexión superior.
- La máxima presión de trabajo del amortiguador de pulsaciones debe ser compatible con la del manómetro.
- La dirección del flujo debe estar indicada en forma permanente (no se aceptan adhesivos) en los amortiguadores de pulsaciones mediante una flecha con la palabra “sensor” en la punta de la flecha.

➤ **Tornillo restrictor**

Se deben suministrar integrados con el manómetro y con las características establecidas en esta NRF y cumplir con lo siguiente:

- Debe cumplir con 3.4.1 de ASME B40.5 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- El orificio del tornillo se debe seleccionar de acuerdo al tipo de fluido de proceso y condiciones de operación del proceso.
- El material debe cumplir con lo indicado en la hoja de especificación del anexo 12.2 de esta NRF.

➤ **Sifones**

- Con lo indicado en 3.6.5.4 de ANSI/ASME PTC 19.2-2010 o equivalente.
- Deben ser del tipo de tubo en espiral.
- Las conexiones del sifón deben ser de rosca externa NPT, del mismo tamaño que la conexión del manómetro.
- Los sifones contruidos de acero al carbón deben ser sin costura y ser grado A conforme ASTM A 106/A 106M-10 o equivalente.
- Los sifones contruidos de acero de baja aleación, debe ser grado T22 conforme ASTM A 213/A 213M-10a o equivalente.
- El material debe cumplir con lo indicado en la hoja de especificación del anexo 12.2 de esta NRF.

**d) Materiales**

No se aceptan manómetros con componentes (como tubo Bourdon, conector a proceso) elaborados con materiales que sean de aleaciones diferentes. Los materiales de los componentes para los manómetros deben cumplir con lo siguiente:

- Carátula de aluminio.
- Puntero de aluminio.
- Ventana de acrílico, vidrio plano, vidrio laminado (tipo inastillable), o vidrio templado (tratado con calor).
- Mecanismo de movimiento de acero inoxidable 304 como mínimo

- Caja, con lo indicado en la hoja de especificación.
- Sellos de caja de Buna-N.
- Tubo Bourdon y conector a proceso con lo indicado en la hoja de especificación del anexo 12.1 de esta NRF. Los materiales en contacto con un fluido amargo, deben cumplir con los requerimientos de ISO 15156-1:2009, ISO 15156-2:2009 e ISO 15156-3:2009.
- Para mediciones de fluidos con amoniaco, en la fabricación del manómetro no se deben usar, materiales como cobre, bronce y aleaciones de plata.

## **e) Fabricación**

### ➤ **Manómetros**

La fabricación de los componentes para los manómetros debe cumplir con lo siguiente:

- El movimiento debe ser del tipo de sistema de palanca montado en un soporte independiente de la caja.
- El mecanismo de acero inoxidable de los manómetros debe ser rotatorio de piñón y cremallera.
- Las roscas de las conexiones de los manómetros deben ser tipo NPT y cumplir en cuanto a su fabricación con ANSI/ASME B1.20.1-1983 (R2006) o equivalente.
- Las carátulas se deben fabricar a partir de cintas de aluminio pre cubiertas con un terminado blanco de poliéster.
- El arco de la escala debe ser de 270 grados.
- Las cajas deben ser de forma circular.
- Las cajas de manómetros llenas con líquido de sello, deben por lo menos, estar al 75% de su volumen interno total.
- El tamaño y separación de las perforaciones en la caja de los manómetros para montaje al ras y en superficie deben cumplir con la Figura 9 de ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- El llenado del sistema de medición de presión con sello químico debe estar libre de burbujas de aire. El llenado con fluido debe ser a vacío.
- La conexión a proceso del manómetro debe ser rosca exterior de 13 mm (½ pulgada) para presiones de hasta 1 400 kg/cm<sup>2</sup> (20 000 psi), arriba de esta presión se debe usar conexión roscada exterior de 6.4 mm (¼ pulgada).
- Todas las uniones entre el manómetro y accesorios deben ser a prueba de fugas.

## **f) Mercado de manómetros**

- En la carátula se debe marcar el nombre, marca o símbolo comercial del fabricante. Se debe incluir el número de catálogo distintivo para identificar específicamente el producto.
- En los manómetros con escala dual se deben indicar en la carátula, las unidades en las que está graduada cada escala. Una escala debe ser de un intervalo de indicaciones “rango” típico graduada en kg/cm<sup>2</sup> y la otra escala en psi, debe cumplir con 3.2 y Fig. 5 de ASME B40.1, incorporado a ASME B40.100-2005 o equivalente.
- Cuando se mida presión absoluta o diferencial, se debe incluir en la carátula las palabras “Absoluta” o “Diferencial”.
- En servicio de Oxígeno, la carátula se debe marcar con “No Usar Aceite” en letras rojas.

## **g) Inspecciones y pruebas**

### **➤ Inspecciones**

El proveedor ó contratista debe efectuar en forma conjunta con personal designado de PEMEX, la inspección de cada manómetro, comprobar que estén completos y cumplir con los requerimientos técnicos solicitados en esta NRF y con lo solicitado en NRF-049-PEMEX-2009.

### **➤ Pruebas de manómetros**

- Deben cumplir con 6 de ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente, o cumplir con 2.10 de ASME B40.2 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente para los ensambles de manómetro y sello químico.
- Se deben efectuar las pruebas de exactitud, repetitividad y la histéresis para los manómetros o ensamble manómetros/sello químico (cumplir con 6.2.4.1, 6.2.4.2 y 6.2.4.3 respectivamente de ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.
- Los errores que se obtengan no deben exceder los límites indicados en la tabla 1 de la ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente, para el grado de exactitud aplicable.
- Se debe referir mediante un reporte, la presión de ruptura, la integridad del sello y estabilidad para los manómetros llenos de líquidos y la presión de relevo de la caja (cuando cuenta con medios de relevo) para cada tipo representativo o modelo de manómetro, cumplir con los procedimientos el A2.7, A2.9 y A2.10 respectivamente de ASME B40.1 (incorporado a ASME B40.100-2005) o equivalente.

### 3.2 NRF-241-PEMEX-2010. INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE PRESIÓN Y DE PRESIÓN DIFERENCIAL

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos de diseño, fabricación, materiales, instalación, inspección, pruebas, servicios y documentación de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial electrónicos tipo inteligentes a utilizarse en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Esta norma de referencia no aplica para instalaciones submarinas de aguas profundas.

#### a) Condiciones de diseño

Los componentes de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben incluir la unidad de medición, el módulo electrónico basado en microprocesadores y terminales de alambrado de la señal.

La tarjeta del modulo electrónico debe estar aislada de las terminales de alambrado de la señal y (en caso de aplicar) de los botones de ajuste de cero e intervalo de medición “span” ver figura 14.

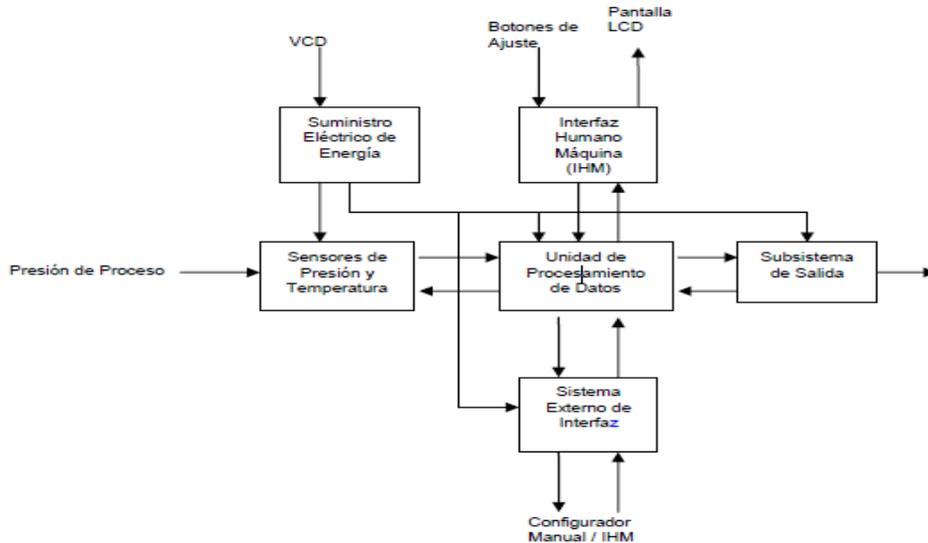


Figura 14 Componentes transmisores de presión y presión diferencial

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben estar formados por sensores y la unidad de procesamiento de datos.

La unidad de procesamiento de datos debe sensor los valores de temperatura ambiente para la compensación de la variable medida de presión y presión diferencial por temperatura.

Los datos de configuración de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial se deben almacenar en la unidad electrónica en una memoria no volátil EEPROM.

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben permitir configurar los parámetros operacionales, tales como: ajuste de cero, supresión o elevación de cero, rango, salida lineal o en raíz cuadrada, ajuste de amortiguamiento (damping) en donde sea requerido y unidades de ingeniería.

La electrónica de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben operar satisfactoriamente en un rango de temperatura ambiente de 233.16 K a 358.16 K (-40 °C a 85 °C).

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben tener rangos de ajuste de su presión y elevación de cero y se puede expresar en porcentaje del intervalo de medición "span".

La conexión a proceso y eléctrica de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben ser de 12.5 mm (½ pulgada) NPT.

La calibración de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial se debe realizar en fábrica.

#### **b) Requisitos de señal de salida**

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben tener un sistema de transmisión a dos hilos. De aplicación en el proceso y en su función operacional en la red que aplique.

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial inteligentes con protocolo de bus de campo pueden tener diagnósticos avanzados en forma continua para detectar situaciones anormales en su funcionamiento y en el elemento sensor, para el caso en que se tenga señal de salida en 4-20 mA con protocolo HART, los valores fuera de rango deben alertar al usuario de situaciones anormales.

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial que manejen señal en 4-20 mA con protocolo HART deben tener una señal de salida sin atenuación y soportar una carga de 250  $\Omega$  ó 500  $\Omega$  ó 750  $\Omega$  para un suministro de 24 VCD, de acuerdo a la aplicación funcional.

#### **c) Características del desempeño**

La exactitud mínima que deben tener los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial para una rangeabilidad de 100:1 es la siguiente:

- Monitoreo  $\pm 0.075\%$  del intervalo de medición “span” o mejor.
- Control  $\pm 0.05\%$  del intervalo de medición “span” o mejor.
- Transferencia de custodia  $\pm 0.04\%$  del intervalo de medición “span” o mejor.
- Sistemas Instrumentados de Seguridad  $\pm 0.075\%$  del intervalo de medición “span” o mejor.
- La repetibilidad debe ser de  $0.1\%$  del intervalo de medición "span".
- La estabilidad de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial debe ser de  $\pm 0.15\%$  del intervalo de medición “span” durante 5 años o mejor.
- El error máximo por ajuste de cero por variaciones en presión estática debe ser de  $\pm 0.3\%$  del límite superior del rango.
- El error máximo por el efecto de variación de la temperatura ambiente debe ser de  $\pm 0.02\%$  del intervalo de medición "span" por °C.
- Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben ser resistentes al choque y a la vibración con un valor mínimo de 2 g a una frecuencia entre 60-2000 Hz.
- El error máximo por el efecto de la variación en el suministro eléctrico debe ser de  $0.005\%$  del intervalo de medición "span" por Volt.

#### **d) Accesorios**

Los instrumentos transmisores de presión diferencial se deben suministrar con un maneral de 3 ó 5 válvulas, integrado al cuerpo del transmisor, y para instrumentos transmisores de presión con un maneral de 2 válvulas.

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial con sello de diafragma, deben cumplir con lo solicitado en la hoja de especificaciones y/o lo que se indique en las bases de licitación.

Esta NRF, se debe suministrar el configurador manual, basado en microprocesadores, con interfaz gráfica, teclado de membrana, intrínsecamente seguro y tener batería recargable el cual debe ser portátil “handheld”, para descargar información como indicaciones, alarmas, diagnósticos, almacenamiento de datos, e históricos, puede ser del tipo inalámbrico, por medio de rayos infrarrojos o de otra tecnología como “bluetooth”, que sea compatible con los instrumentos suministrados.

#### **e) Materiales**

El material de la caja de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial debe ser de aluminio libre de cobre con recubrimiento epóxico o de acuerdo a lo

solicitado en la hoja de especificaciones. El proveedor o contratista debe proporcionar los materiales para el cuerpo, sensor y adaptador de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial.

#### **f) Fabricación**

Los instrumentos transmisores de presión y presión diferencial deben tener una placa de identificación permanentemente asegurada al instrumento (no se aceptan uniones por adhesivo) conteniendo la siguiente información:

- Identificación y servicio
- Marca, modelo y número de serie.
- Nombre del fabricante.
- Rango.
- Fecha de fabricación.
- Suministro eléctrico.
- Aprobaciones del instrumento.

Los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial deben cumplir en su fabricación con IEC 61000-6-4 y la IEC 61000-6-2, por lo que el proveedor o contratista debe indicar la relación de las normas de medición y prueba, que se indican en las normas anteriores, bajo las cuales están fabricados los transmisores.

### **3.3 NRF-148-PEMEX-2011 INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE TEMPERATURA**

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos relacionados con los materiales, fabricación, instalación, inspección, pruebas y servicios de los termómetros bimetálicos de carátula, elemento protector termopozo y elementos de temperatura tipo termopar y RTD, utilizados en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Esta norma de referencia NRF-148-PEMEX-2011 cancela y sustituye a la NRF-148-PEMEX-2005.

#### **a) Condiciones de diseño**

Los termómetros bimetálicos de carátula, el elemento protector termopozo y los elementos de temperatura tipo termopar y RTD deben cumplir con lo solicitado en esta NRF y/o lo que se indique en las Bases de Licitación, así como con los requisitos indicados en esta NRF. Para

transferencia de custodia e inventarios en tanques de almacenamiento, los elementos sensores de temperatura deben cumplir con el punto 8.1.3 de la NRF-199-PEMEX-2009. Para aplicaciones donde se requiera adquirir un transmisor de temperatura, éste debe cumplir con los requisitos de la NRF-242-PEMEX-2010.

#### ➤ **Termómetros bimetálicos de carátula**

Todos los termómetros bimetálicos deben cumplir con las siguientes características y especificaciones:

- El material de la caja debe ser de acero inoxidable 304 o de acuerdo a lo que se indique en las bases de licitación y/o en el Anexo No. 12.1 de esta NRF, sellada herméticamente y con ajuste de calibración externo (cero).
- El material del vástago debe ser de acero inoxidable 316 o de acuerdo a lo que se indique en las bases de licitación y/o en el Anexo No. 12.1 de esta NRF.
- Los termómetros bimetálicos deben ser suministrados con carátula de d) ángulo ajustable (variable).
- El material de la ventana debe ser de vidrio inastillable de alta resistencia al impacto.
- El diámetro de la carátula debe ser de 127 mm (5 in) o de acuerdo a lo que se indique en las bases de licitación y/o en el Anexo No. 12.1 de esta NRF, de color blanco con caracteres negros y escala graduada en grados Celsius.
- La carátula del termómetro debe tener bisel del tipo engargolado hermético.
- La conexión del vástago del termómetro al termopozo debe ser roscada de 13 mm (½ in) NPT. El diámetro del vástago debe ser de 6,350 mm (0.250 in). La exactitud debe ser de  $\pm 1\%$  del alcance de medición, debe de soportar un sobre-rango de 50% de la escala. La longitud del vástago del termómetro debe ser de acuerdo a la longitud del termopozo seleccionado.

#### ➤ **Termopares**

Todos los termopares deben cumplir con las siguientes características y especificaciones:

- Cuando se solicite el ensamble completo, se debe suministrar: termopar, termopozo, niples de extensión con tuerca unión [con longitud "A" de 152.4 mm (6 in)], aislamiento interno y cabeza de conexiones. La longitud del elemento sensor debe estar de acuerdo con la longitud del termopozo seleccionado.

- Deben ser aislados con óxido de magnesio y recubierto con vaina de 6.35 mm (¼ in) de diámetro exterior. El material de la vaina debe estar de acuerdo a la máxima temperatura de operación indicada en la tabla 1 de IEC-61515.
- Las juntas calientes deben ser torcidas, soldadas a tope, selladas herméticamente y sin conectarse a tierra.
- Debe ser de calibre 14, 16 ó 18 AWG ó equivalente y se debe suministrar con resorte “spring loaded”.
- La cabeza de conexiones debe tener conexión eléctrica de 13 mm (½ in) ó 19 mm (¾ in) al tubo conduit y de 13 mm (½ in) al elemento de temperatura. El material del niple y tuerca unión deben ser de acero al carbón galvanizado para instalaciones en medio ambiente no agresivo, y de acero inoxidable 316 para ambiente húmedo y salino.
- La cabeza de conexiones debe suministrarse con su block de terminales de porcelana y debe cumplir con la NOM-001-SEDE-2005, párrafos 430-91, 500-3 y 500-4, y debe ser a prueba de humedad, corrosión y polvo y cumplir con la clasificación eléctrica que se indica en la hoja de especificaciones del anexo 12.2 de esta NRF, protegida con recubrimiento epóxico, con cubierta roscada unida al cuerpo por una cadena de acero inoxidable.
- Los termopares deben identificarse mediante los siguientes colores como se muestra en la tabla no. 1

TERMOPAR			COLOR DE AISLAMIENTO		
TIPO	POSITIVO	NEGATIVO	TOTAL	POSITIVO	NEGATIVO
J	JP	JN	CAFÉ	BLANCO	ROJO
K	KP	KN	CAFÉ	AMARILLO	ROJO
N	NP	NN	CAFÉ	NARANJA	ROJO
T	TP	TN	CAFÉ	AZUL	ROJO

Tabla 1 Código de color-alambre de termopar dúplex aislado

- Las exactitudes de los termopares deben cumplir con la siguiente tabla no. 2

TIPO TERMOPAR	RANGO DE TEMPERATURA	
J	-40 °C a + 333 °C	± 2.5 °C
	333 °C a + 750 °C	± 0,0075 ·  t
K, N	-40 °C a + 333 °C	± 2.5 °C
	333 °C a + 1 200 °C	± 0,0075 ·  t
T	-40 °C a + 133 °C	± 1 °C
	133 °C a + 350 °C	± 0,0075 ·  t

Nota: |t| - Valor absoluto de la temperatura en °C.

Tabla 2 Exactitud de los Termopares

### ➤ Termopares tipo multipunto

Todos los termopares tipo multipunto deben cumplir con las siguientes características y especificaciones:

- Suministrar el ensamble completo con brida, extensión y caja de conexiones.
- La brida, las vainas y el metal de aporte usado en el montaje, deben ser del mismo material.
- Todos los elementos termopares deben ser aislados con óxido de magnesio, el material de la vaina debe estar de acuerdo a la máxima temperatura de operación indicada en la tabla 2 de IEC-61515.
- Las juntas calientes deben ser selladas herméticamente y sin conectarse a tierra.
- La caja de conexiones debe suministrarse con su block de terminales de porcelana y debe cumplir con la NOM-001-SEDE-2005, párrafos 430-91, 500-3 y 500-4, y debe ser a prueba de humedad, corrosión y polvo, adecuada para zonas peligrosas, protegida con recubrimiento epóxico. La tapa de la caja debe tener bisagra aparte de los tornillos para fijar la tapa.

➤ **Termopares de superficie tipo “skin” para equipos**

Todos los termopares de superficie tipo “skin” deben cumplir con las siguientes características y especificaciones:

- Deben ser del tipo de contacto con resorte y deben suministrarse como un ensamble completo.
- Deben ser del tipo “K”.
- La conexión externa a la pared del equipo debe ser mediante cople de acero al carbón de 19 mm ( $\frac{3}{4}$  in). Todos los elementos termopares deben ser aislados con óxido de magnesio y recubierto con vaina de 6,35 mm ( $\frac{1}{4}$  in) de diámetro exterior.
- Las juntas calientes deben ser selladas herméticamente y sin conectarse a tierra.
- La exactitud debe ser de:  $\pm 2,5$  °C en el rango entre -40 °C a + 333 °C y de  $\pm 0,0075 \cdot$  (temperatura de proceso en °C) en el rango de 333 °C a + 1 200 °C.

**b) Materiales**

El proveedor o contratista deben suministrar los materiales de fabricación de los termómetros bimetalicos de carátula, elemento protector termopozo y elementos de temperatura tipo termopar y RTD de acuerdo a lo indicado en la e NR y /o en las Bases de Licitación.

### **c) Fabricación**

Requerimientos generales de fabricación de los instrumentos para medición de temperatura. Las dimensiones de los diámetros y tolerancias de los elementos de temperatura que tengan cubierta metálica y que se instalen en un termopozo correspondiente, deben cumplir con los puntos 2 y 3 de la norma IEC 61152:1992.

#### **➤ Termómetros bimetálicos**

La aguja indicadora debe cumplir con el párrafo 5.3 de la NMX-CH-070-1993-SCFI. El mecanismo indicador debe cumplir con el párrafo 5.4 de la NMX-CH-070-1993-SCFI. Las divisiones mínimas de la carátula deben cumplir con el párrafo 5.8 de la NMX-CH-070-1993-SCFI. Los factores de protección por exceso de temperatura deben cumplir con el párrafo 5.10 de la NMX-CH-070-1993-SCFI. Debe cumplir, en cuanto al error de paralaje, con lo indicado en el párrafo 5.1 de la NMX-CH-070-1993-SCFI. El acabado de la caja del mecanismo, el protector de la escala, vástago y conexiones roscadas debe cumplir con lo indicado en el párrafo 5.2 de la NMX-CH-070-1993-SCFI.

#### **➤ Termopares**

Los cables de termopares aislados, las dimensiones mínimas de: espesor de forro, diámetro del conductor y el espesor del aislamiento, para un diámetro exterior de cable dado, deben cumplir con la sección 3.1 de la norma IEC 61515:1995. El cable de termopar debe ser capaz de ser doblado a través de un radio 5 veces su diámetro exterior. Los valores de fuerza electromotriz termoeléctrica deben cumplir con IEC 60584-1:1995 ó ASTM E 230-2003 ó equivalente. Los valores de tolerancia de la calibración inicial para los conductores metálicos deben cumplir con la tabla I de la IEC 60584-2:1982 ó con la tabla 1 de ASTM E 230-2003 ó equivalente. La fabricación del cable de extensión de termopar debe ser de acuerdo a IEC 60584-3 o ASTM E 230-2003 ó equivalente.

#### **➤ RTD**

La fabricación de los RTD's de platino debe ser de acuerdo con IEC 60751:2008.

#### **➤ Termopozos**

Las dimensiones funcionales de los termopozos para sensores de temperatura con diámetro nominal entre 3 mm (0.12 in) y 8 mm (0.31 in), deben cumplir con la norma IEC 61520:2000.

- Para el tipo roscado y roscado extendido, referirse a las figuras 1 y 3 de la norma IEC 61520:2000 (configuración externa del termopozo), figuras 2 y 4 de la norma IEC 61520:2000 (configuración interna del termopozo), así como a las tablas 1 y 5 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones de configuración externa), tablas 2 y 6 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones internas), tabla 3 y 7 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones roscadas externas) y tablas 4 y 8 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones de roscados internos);
- Para el tipo bridado, referirse a la figura 5 de la norma IEC 61520:2000 (configuración externa) y figura 6 de la norma IEC 61520:2000 (configuración interna), así como a la tabla 9 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones), tabla 10 de la norma IEC 61520:2000 (diámetros internos), y tabla 11 de la norma IEC 61520:2000 (dimensiones de roscados internos). Las bridas de los termopozos deben ser construidas de acuerdo a ASME B16.5-2009 ó equivalente.
- Para el tipo soldable, referirse a la figura 7 de la norma IEC 61520:2000 (configuración externa) y figura 8 de la norma IEC 61520:2000 (configuración interna), así como a la tabla 12 de la norma IEC 61520:2000 (diámetros externos) y tabla 13 de la norma IEC 61520:2000 (diámetros internos).

#### **d) Calibración**

Los termómetros bimetálicos ya calibrados deben ser entregados por el proveedor o contratista de acuerdo al punto No.6 referente a “TEST PROCEDURES” (Procedimientos de Prueba) del ASME B40.200-2008 (B.40.3) o equivalente.

### **3.4 NRF-242-PEMEX-2011 INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE TEMPERATURA**

Esta norma de referencia establece los requisitos técnicos de diseño, fabricación, materiales, instalación, inspección y pruebas, de los instrumentos transmisores de temperatura electrónicos tipo inteligentes a utilizarse en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Esta norma de referencia no aplica para instalaciones submarinas de aguas profundas.

#### **a) Condiciones de diseño**

- Los componentes del instrumento transmisor de temperatura deben incluir la unidad de medición, el módulo electrónico basado en microprocesadores y terminales de alambrado de la señal. La tarjeta del modulo electrónico debe estar aislada de las terminales de

alambrado de la señal y (en caso de aplicar) de los botones de ajuste del cero e intervalo de medición “span” ver figura 15.

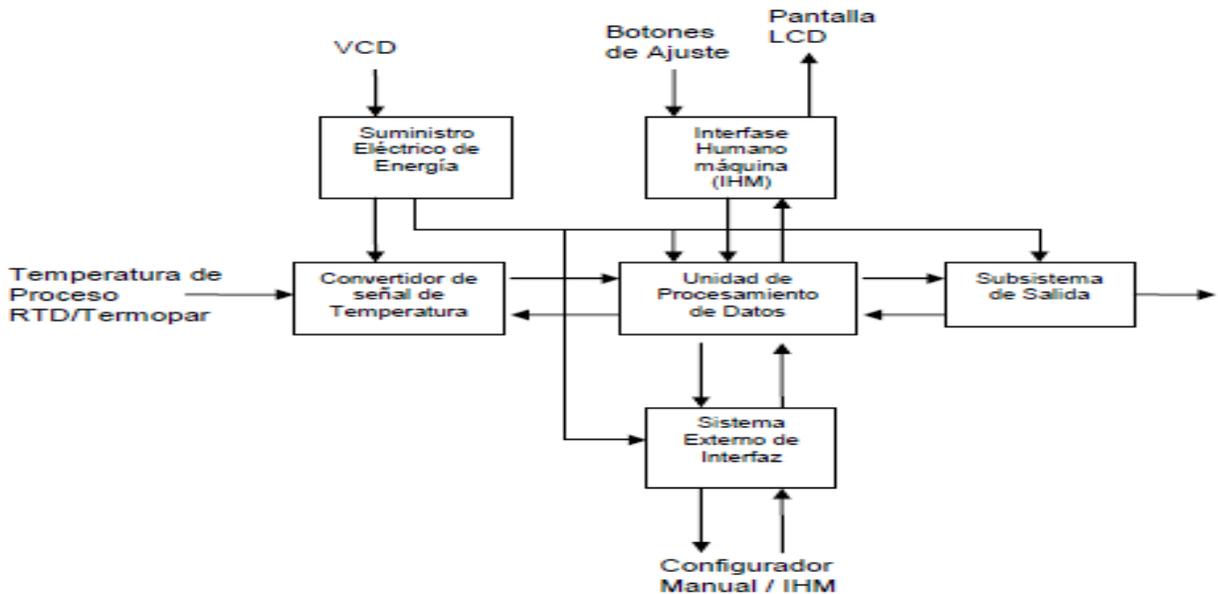


Figura 15 Componentes de instrumentos transmisores de temperatura

- El instrumento transmisor de temperatura debe estar formada por el convertidor y la unidad de procesamiento de datos.
- La unidad electrónica debe tener integrado un indicador digital local ajustable basado en una pantalla “display” de LCD con caracteres alfanuméricos, que incluya: cinco dígitos, coma decimal y el signo positivo o negativo de temperatura.
- La unidad electrónica debe ser intercambiable.
- Los datos de configuración del instrumento transmisor de temperatura se deben almacenar en la unidad electrónica en una memoria no volátil EEPROM.
- El transmisor debe permitir configurar los parámetros operacionales, tales como: rango, salida lineal, ajuste de amortiguamiento (damping) en donde sea requerido y en unidades de ingeniería.
- La electrónica de los instrumentos transmisores de temperatura deben operar satisfactoriamente en un rango de temperatura ambiente de 233.16 K a 358.16 K (-40 °C a 85 °C).
- Las conexiones eléctricas de los transmisores deben ser de 12.5 mm (½ pulgada.) NPT.
- Los instrumentos transmisores de temperatura deben incluir los filtros electrónicos para eliminar interferencias producidas por señales de radiofrecuencia y electromagnéticas, para lo cual debe cumplir en su diseño con IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4 y IEC 61326. Los

instrumentos transmisores de temperatura deben ser suministrados con los accesorios de instalación y montaje conforme en esta NRF.

- El instrumento transmisor de temperatura debe cubrir el alcance nominal (rango) del elemento sensor independientemente de la señal de entrada, conexiones o tipo de tecnología usada RTD o Termopar, (entrada de resistencia, entrada de milivolts) y el intervalo de medición “span” debe ser configurable.
- La evaluación del desempeño de los instrumentos transmisores de temperatura inteligentes debe cumplir con IEC 60770-3.

#### **b) Características del desempeño**

- Para aplicaciones generales de PEMEX y Organismos Subsidiarios la exactitud mínima de referencia utilizando elemento sensor tipo RTD, Pt 100, debe ser  $\pm 0,2$  °C de conversión del valor digital y  $\pm 0.1\%$  del intervalo de medición “span” para conversión digital/analógica. La exactitud mínima de referencia utilizando elemento sensor termopar tipo “J” debe ser  $\pm 0.7$  °C de conversión digital y  $\pm 0.1\%$  del intervalo de medición “span” para conversión digital/analógica.
- Para aplicaciones de transferencia de custodia de PEMEX y Organismos Subsidiarios la exactitud mínima de referencia utilizando elemento sensor tipo RTD, Pt 100, debe ser  $\pm 0.2$  °C de conversión del valor digital y  $\pm 0.02\%$  del intervalo de medición “span” para conversión digital/analógica. La exactitud mínima de referencia utilizando elemento sensor termopar tipo “J” debe ser  $\pm 0.7$  °C de conversión digital y  $\pm 0.025\%$  del intervalo de medición “span” para conversión digital/analógica.
- La estabilidad del instrumento transmisor con sensor de RTD debe ser de  $\pm 0.25\%$  y para el instrumento transmisor con sensor de termopar debe ser de  $\pm 0.5\%$  del intervalo de medición “span” durante 5 años o mejor.
- Los instrumentos transmisores de temperatura deben ser resistentes al choque y a la vibración con un valor mínimo de 2 g a una frecuencia entre 60-2000 Hz.
- El error máximo por el efecto de la variación en el suministro eléctrico debe ser de 0.005% del intervalo de medición "span" por Volt.
- La salida del instrumento transmisor de temperatura debe ser lineal.
- Los instrumentos transmisores de temperatura deben ser suministrados con compensación de junta fría para termopares, la exactitud de esta debe ser  $\pm 1$ °C o mejor.

**c) Requisitos de alimentación eléctrica**

- El suministro eléctrico para los instrumentos transmisores de temperatura con señal de salida en 4-20 mA y digital en protocolo HART debe estar en un rango comprendido entre 8 y 45 VCD.
- El suministro eléctrico para instrumentos transmisores de temperatura con señal de salida en protocolo Foundation Fieldbus y Profibus PA debe estar en un rango comprendido entre 9 y 32 VCD.

**d) Elemento sensor**

El transmisor debe ser compatible con el elemento sensor de temperatura RTD, termopar o lo indicado en esta NRF.

- Los instrumentos transmisores de temperatura pueden recibir señal del RTD en arreglo de 3 hilos a menos que se especifique otro en la hoja de especificaciones de esta NRF y/o en las Bases de Licitación. El RTD debe ser de platino con una resistencia de 100  $\Omega$  (RTD Pt100) y cubrir un rango de 73.16 K a 773,16 K (-200°C a 500 °C).
- El instrumento transmisor de temperatura, de acuerdo a su aplicación en el proceso debe soportar la entrada de dos elementos sensores (RTD, termopar o la combinación de ambos), sin compartir terminales de conexión.
- La especificación de los termopozos debe cumplir con el 8.1.1.1 de la NRF-148-PEMEX-2005.

**e) Materiales**

- El material de la caja del instrumento transmisor de temperatura debe ser de aluminio libre de cobre con recubrimiento epóxico.
- El proveedor o contratista debe proporcionar los materiales para el termopozo del transmisor de acuerdo al 8.1.1.1 de NRF-148-PEMEX-2005.

### **3.5 NRF-243-PEMEX-2010 INSTRUMENTOS INTERRUPTORES DE NIVEL**

Esta Norma de Referencia establece los requisitos técnicos de diseño, fabricación, materiales, instalación, inspección, pruebas, y documentación de los instrumentos interruptores de nivel a utilizarse en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Esta Norma de Referencia contempla la indicación y detección de la posición de nivel en un recipiente mediante los instrumentos interruptores de nivel de contacto tipo flotador, desplazador, paleta rotatoria, vibracional, conductividad, magnético (magneto en flotador), capacitancia y/o admitancia, dispersión térmica y ultrasónico (de contacto), y los interruptores de nivel tipo ultrasónico (de no contacto). Esta Norma de Referencia no aplica para interruptores de nivel tipo radiación nuclear.

**a) Condiciones de diseño**

- El proveedor o contratista debe cumplir con todos los requisitos de esta NRF para el suministro de los instrumentos interruptores de nivel.
- Cuando PEMEX lo solicite, el proveedor o contratista debe seleccionar el tipo de instrumento interruptor de nivel a utilizarse; dependiendo del servicio, del tipo de recipiente (atmosférico o presurizado), de las condiciones de operación del proceso y del mantenimiento.
- El proveedor o contratista debe suministrar el material y/o recubrimiento requerido en el elemento sensor especificado de esta NRF, cuando el sensor quede expuesto a agentes corrosivos.
- Cuando PEMEX lo solicite, el proveedor o contratista debe definir la función de alarma o protección del instrumento interruptor de nivel de acuerdo a lo indicado en la hoja de especificaciones de esta NRF.
- Conforme al tipo de corriente que maneje el interruptor de nivel, según PEMEX especifique en el Anexo 12.2 de esta NRF, al menos se deben cumplir los siguientes requisitos:
  1. Los contactos del interruptor deben tener una capacidad mínima de 1 Ampere a 24 VCD para carga resistiva.
  2. Los contactos del interruptor deben tener una capacidad mínima de 5 Amperes, 120 VCA, 60 Hz, para carga inductiva.
  3. La caja del instrumento interruptor de nivel debe cumplir con el grado de protección contra el medio ambiente conforme a NMX-J-529-ANCE-2006 y/o IEC 60529 y con la clasificación de área eléctrica conforme a NRF-036-PEMEX-2003, en ambos casos, de acuerdo a lo indicado en esta NRF.
  4. Los instrumentos interruptores de nivel deben contar con certificados y/o aprobaciones internacionales o extranjeros de cumplimiento con la clasificación de área eléctrica

5. Los instrumentos interruptores de nivel que por su tipo de sensor lo permitan, deben tener ajuste diferencial de nivel.
6. Los instrumentos interruptores de nivel deben ser herméticamente sellados y a prueba de vibración.
7. El tamaño de la conexión eléctrica de los interruptores de nivel debe ser mínimo de 19 mm ( $\frac{3}{4}$  de pulgada) NPT.

**b) Requisitos de los instrumentos interruptores de nivel**

- El mecanismo de los interruptores de nivel debe ser, como mínimo, del tipo micro interruptor de acción rápida de contacto seco. El proveedor o contratista debe cumplir con el tipo de salidas que se indiquen en la hoja de especificaciones del anexo 12.2 de esta NRF e indicar la cantidad de contactos según la aplicación de alarma y/o protección que se requiera en un proceso específico.
- Cuando PEMEX lo solicité, el proveedor o contratista, dependiendo de las funciones de alarma o protección requeridas, debe seleccionar la configuración eléctrica de los contactos (NA o NC).
- El interruptor de nivel debe estar instalado de manera integral en el sensor de nivel o instalado de manera remota, en función del rango de temperatura de operación y/o de las necesidades de detección.
- En algunos tipos de sensores de nivel, la electrónica contenida en la caja de conexión del interruptor de nivel puede contener otros elementos electrónicos como osciladores y amplificadores que dependiendo del tipo de sensor de nivel son requeridos para traducir una frecuencia o un voltaje a una salida de un relevador y/o micro interruptor que debe actuar con la detección de nivel.
- Dependiendo el tipo de sensor de nivel, la caja de conexión del interruptor de nivel debe ser de doble cámara en donde de un lado se tiene las terminales eléctricas y del otro lado la electrónica del sensor en el interruptor de nivel.
- El instrumento interruptor de nivel debe operar en un rango de temperatura ambiente de -40°C a 70°C.
- Cuando PEMEX así lo requiera, el proveedor o contratista debe suministrar los instrumentos interruptores de nivel para aplicaciones en Sistemas Instrumentados de Seguridad con un certificado conforme a IEC 61508, en cumplimiento con el NIS requerido.

### **c) Requisitos de los sensores de los instrumentos interruptores de nivel**

#### **➤ Sensores de nivel tipo flotador y desplazador**

- Para el sensor tipo flotador, el proveedor o contratista debe seleccionar su diámetro y longitud, así como, la longitud de varilla y/o el diámetro de la cámara externa; para el sensor tipo desplazador, el proveedor o contratista, debe seleccionar las dimensiones, el tipo de resorte y el tipo de varilla o cable de suspensión del sensor. En donde, la selección de tales características, en ambos tipos de sensores, se debe realizar en función de la gravedad específica del líquido a detectar y de las condiciones de presión y temperatura de operación. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX
- El proveedor o contratista debe seleccionar la longitud de la varilla del flotador, o de la varilla y/o cable del desplazador conforme al tipo de conexión de proceso y al punto de ajuste diferencial de nivel requerido.
- La longitud mínima entre toma y toma del sensor de nivel tipo flotador/desplazador externo (cámara externa bridada) debe ser mínimo de 356 mm (14 pulgadas) y el tamaño de conexión al proceso debe ser mínimo de 51 mm (2 pulgadas).
- La longitud mínima entre toma y toma del sensor de nivel tipo flotador/desplazador externo (cámara externa soldada) debe ser mínimo de 152 mm (6 pulgadas) y el tamaño de conexión al proceso debe ser mínimo de 13 mm (1/2 pulgadas).
- El rango de la temperatura de operación del sensor de nivel del tipo flotador/desplazador debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $230^{\circ}\text{C}$  y en aplicaciones de alta temperatura hasta  $530^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor de nivel del tipo flotador/desplazador debe estar entre la presión de vacío y 24 163 kPa (presión de vacío y 246.4 kg/cm<sup>2</sup>).

#### **➤ Sensores de nivel tipo paleta rotatoria**

El proveedor o contratista debe seleccionar el tipo de paleta, las dimensiones de la paleta, la cantidad de hojas de la paleta, el tipo de eje de torsión y la sensibilidad de la fuerza de torsión del motor en función de las condiciones de presión y temperatura, de la gravedad específica y de las propiedades y tamaño de la partícula del sólido a detectar.

- El motor debe ser tipo síncrono de baja velocidad y bajo torque con una velocidad de al menos 1 rpm a 60 Hz.
- Debe incluir un mecanismo de ajuste de fuerza de torsión con el fin de mejorar la sensibilidad de la paleta. Además se debe tener en cuenta la carga máxima que el eje del motor puede soportar.

- El rango de la temperatura de operación del sensor debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor de nivel del tipo paleta rotatoria debe estar entre la presión de vacío y 964.97 kPa (presión de vacío y 9.84 kg/cm<sup>2</sup>).
- La extensión del eje del motor puede ser máximo hasta 6 m.
- El proveedor o contratista debe incluir en la caja de conexión, una luz indicadora externa como alarma visible, la cual indique que se alcanzó el nivel que se desea detectar y también incluir una señal de salida y/o luz indicadora por falla de alimentación o por daños en el sensor.
- El proveedor o contratista debe incluir un mecanismo de ajuste de sensibilidad (resorte de ajuste de giro) de la paleta del sensor, para incrementar o disminuir la sensibilidad de detección en función de la gravedad específica del sólido a detectar.
- El consumo de energía eléctrica del interruptor del tipo paleta rotatoria no debe ser mayor a 4 W.

➤ **Sensores de nivel tipo vibracional**

- El proveedor o contratista debe seleccionar el tipo y la longitud de horquilla o varilla vibratoria, el cable de suspensión (cuando aplique), y la frecuencia de resonancia vibracional, en función de las condiciones de presión y temperatura de operación y de las propiedades físicas tales como la viscosidad y la gravedad específica en líquidos, así como el tamaño y forma en los sólidos secos. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX
- El proveedor o contratista debe considerar el efecto de adherencia en el sensor de nivel tipo vibracional, por lo cual, debe seleccionar la frecuencia de resonancia que no afecte la sensibilidad de vibración del sensor.
- El proveedor o contratista debe incluir una señal de salida por falla de alimentación o por daños en el sensor. Además debe incluir internamente un mecanismo de ajuste de sensibilidad de densidad para ajustar un determinado requisito de detección.
- El rango de la temperatura de operación debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $280^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor de nivel del tipo vibracional debe estar entre la presión de vacío y 13 789.51 kPa (presión de vacío y 140.61 kg/cm<sup>2</sup>).
- La horquilla o varilla vibratoria dependiendo de la aplicación puede tener un tubo de extensión de hasta 6m y con cable hasta 20 m en suspensión.
- El tiempo mínimo de conmutación de activación cuando la horquilla o varilla vibratoria no está cubierta debe ser de 1 segundo y cuando este cubierta de 0.5 segundo.

- La frecuencia de vibración debe estar en un valor entre 125 a 1 300 Hz.
- El valor de repetibilidad debe ser de 2.6 mm y el valor de histéresis debe ser de 3 mm, como máximo.
- El sensor de nivel tipo vibracional aplica para líquidos y la densidad debe ser de 0,5 hasta 2 g/cm<sup>3</sup> y para sólidos la densidad debe ser de 0.02 hasta 0.8 g/cm<sup>3</sup>.
- El tamaño de partícula del sólido en detección de nivel con sólidos suspendidos en líquido y/o polvos o gránulos de sólido no debe ser mayor a 10 mm.
- La máxima carga vertical que debe soportar el sensor es de 20 Nm.
- El consumo de energía eléctrica no debe ser mayor a 15 W.
- En la selección, el proveedor o contratista, también debe verificar, la contribución del error de medición o detección por el efecto de temperatura, presión y densidad del líquido o sólido.

➤ **Sensores de nivel tipo conductividad**

- El proveedor o contratista debe seleccionar las dimensiones y los tipos de electrodos, cables o probetas, en función de las condiciones de presión y temperatura de operación, viscosidad, la conductividad eléctrica y la constante dieléctrica específica del líquido. Se deben seleccionar sensores que no afecten la detección de nivel por presencia de espuma en la superficie de líquido y/o condensación de vapores. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX
- El proveedor o contratista debe determinar la cantidad de electrodos requeridos, para detección de nivel (alto o bajo) o indicar en su caso el uso de la pared metálica del recipiente como electrodo de medición en función de las propiedades eléctricas del líquido.
- En el caso de líquidos corrosivos, abrasivos o viscosos, el proveedor o contratista, debe incluir en los electrodos algún recubrimiento y/o aislamiento (parcial o total) que garantice el tiempo de vida de los sensores y su correcta operación y seleccionar el espesor mínimo de aislamiento.
- En recipientes de pared no conductora, el proveedor o contratista debe recomendar e incluir, para la conexión a tierra, algún aditamento externo y/o interno que evite cualquier daño en el sensor.
- El proveedor o contratista debe considerar una probeta para cada punto de detección (nivel muy bajo, bajo, alto, muy alto).
- El proveedor o contratista debe considerar el punto de conmutación del interruptor, cuando la probeta se encuentre sumergida como mínimo a 50 mm en el líquido.

- El rango de la temperatura de operación del sensor debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $250^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor de nivel del tipo conductividad debe estar entre la presión de vacío y  $15\,995.83\text{ kPa}$  (presión de vacío y  $163.11\text{ kg/cm}^2$ )
- La conductividad eléctrica del fluido a detectar debe ser mínimo de  $5\ \mu\text{S/cm}$ .
- El sensor tipo conductivo dependiendo de la aplicación debe tener una longitud de probeta de hasta  $4\text{ m}$  y con cable hasta  $60\text{ m}$  en suspensión y debe tener un rango de sensibilidad de  $100\ \Omega$ ,  $1\text{ k}\Omega$ ,  $10\text{ k}\Omega$  o  $100\text{ k}\Omega$ .
- El error medido debe ser de  $3\text{ mm}$ , dependiendo del rango de medición y el efecto de la temperatura ambiente.
- El valor de repetibilidad debe ser de  $\pm 5\%$  entre  $100\ \Omega$  y  $100\text{ k}\Omega$  y  $\pm 1\%$  entre  $1\text{ k}\Omega$  y  $10\text{ k}\Omega$ , dependiendo del rango de medición y el valor de histéresis debe ser de  $\pm 10\%$  para la probeta más grande.
- El consumo de energía eléctrica no debe ser mayor a  $2\text{ W}$ .
- El proveedor o contratista debe conectar los electrodos o probetas a corriente alterna para evitar el deterioro de los sensores.
- El proveedor o contratista debe incluir en la caja de conexión una luz indicadora del estado de la probeta y una señal de salida por falla de nivel, por si el líquido incrementa o decrece del punto de conmutación fijado o por daños en el sensor. Además debe incluir internamente un mecanismo de ajuste de sensibilidad del rango de medición del sensor y un temporizador de menos de  $5\text{ segundos}$ .

➤ **Sensores de nivel tipo magnético (magneto en flotador)**

- En el caso de la detección de interface de nivel, el proveedor o contratista debe seleccionar un flotador que se ajuste a la diferencia de las gravedades específicas de los líquidos involucrados, para fijar el punto de detección de interface entre estos. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX
- Dependiendo de la cantidad de puntos de conmutación deseados para detectar el nivel en un recipiente y el ajuste diferencial de nivel a detectar, el proveedor o contratista debe seleccionar la longitud del tubo de medición del flotador y los topes para separar el flotador o los múltiples flotadores requeridos. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
- El tubo de medición del sensor dependiendo de la aplicación debe tener una longitud de hasta  $12\text{ m}$  y un diámetro mínimo de  $17\text{ mm}$ .

- El rango de la temperatura de operación del sensor debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $200^{\circ}\text{C}$ .
  - El rango de la presión de operación del sensor debe estar entre la presión de vacío y 6 894.75 kPa (presión de vacío y  $70.30\text{ kg/cm}^2$ ).
- **Sensores de nivel tipo capacitancia y/o admitancia**
- El proveedor o contratista debe seleccionar las dimensiones y el tipo de probeta y/o sonda, en función de las condiciones de presión, temperatura, conductividad eléctrica y constante dieléctrica específica del líquido y/o sólido a detectar. Se deben seleccionar sensores que no afecten la detección de nivel por presencia de espuma en la superficie del líquido. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX
  - El proveedor o contratista debe considerar evitar problemas de adherencias en el sensor por el tipo de líquido y/o sólido a detectar.
  - El proveedor o contratista, debe incluir en la probeta, en el caso de un líquido corrosivo, abrasivo o viscoso, un recubrimiento y/o aislamiento (parcial o total) que garantice el tiempo de vida del sensor y su correcta operación y seleccionar el espesor de aislamiento.
  - El sensor, dependiendo de la aplicación, debe tener un rango de longitud de probeta (tipo rígido) de 12.7 mm hasta 7 m y con una sonda (tipo flexible) hasta 61 m en suspensión.
  - El rango de la temperatura de operación del sensor debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $230^{\circ}\text{C}$  y en aplicaciones de alta temperatura hasta  $760^{\circ}\text{C}$  (en función de la presión de operación).
  - El rango de la presión de operación del sensor debe estar entre la presión de vacío y 27 579.02 kPa (presión de vacío y  $281.22\text{ kg/cm}^2$ ).
  - El valor de repetibilidad debe ser de 2 mm dependiendo del rango de medición y el valor del tiempo de respuesta del sensor debe ser de 1 segundo.
  - El rango ajustable debe ser de 0 hasta 2 000 pF, el rango de sensibilidad debe ser de 0,5 hasta 30 pF en incrementos de 1.5 pF y el rango de frecuencia debe estar entre 400 Hz y 450 MHz. flexible) debe ser de 80 mm.
  - La máxima carga lateral que debe soportar el sensor es de 300 Nm
  - El consumo de energía eléctrica no debe ser mayor a 2 W.
  - El interruptor de nivel debe permitir ser montado de manera integrada con el sensor de nivel o estarmontado de manera remota a no más de 60 m.
  - El proveedor o contratista debe incluir en el interruptor de nivel una luz indicadora del estado de la probeta, además de una señal de salida por falla, por si el líquido incrementa o decrece del punto de conmutación fijado y por daños en el sensor.

- El interruptor de nivel debe incluir también un mecanismo interno de ajuste de sensibilidad del rango de medición del sensor y un temporizador de menos de 10 segundos.

➤ **Sensores de nivel tipo dispersión térmica**

- El proveedor o contratista debe seleccionar las dimensiones y el tipo de probeta, en función de las condiciones de presión, temperatura y conductividad térmica específica del líquido y/o sólido a detectar.
- El proveedor o contratista debe seleccionar, en el caso de presencia de líquidos corrosivos y/o no corrosivos y alta presión, una probeta del tipo par de sensores descubiertos (twin tip) o de tipo esférica.
- El rango de la temperatura de operación del sensor debe ser estar entre  $-73^{\circ}\text{C}$  y  $200^{\circ}\text{C}$  y en aplicaciones de alta temperatura hasta  $482^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor debe estar entre la presión de vacío y 68 940.75 kPa (presión de vacío y 703 kg/cm<sup>2</sup>).
- El valor de repetibilidad debe ser de  $\pm 3$  mm en nivel y  $\pm 1^{\circ}\text{C}$  en temperatura y el valor del tiempo de respuesta del sensor debe ser de 1 hasta 10 segundos.
- La longitud de la probeta debe ser de 50 mm hasta 3 m y el diámetro de la probeta debe ser máximo de 25.4 mm.
- El proveedor o contratista debe incluir en el interruptor de nivel un mecanismo electrónico de autoprueba sobre demanda de corriente eléctrica por medio de un contacto, un temporizador con un rango de ajuste de 0 hasta 100 segundos y una luz de estado de la probeta. Además de que la probeta debe tener un mecanismo magnético de autoprueba.
- El interruptor de nivel debe estar montado de manera integral con el sensor de nivel o estar montado de manera remota a máximo 610 m.

➤ **Sensores de nivel tipo ultrasónico de contacto**

- El proveedor o contratista debe utilizar la tecnología de onda de pulsos para aplicación de interruptor de nivel.
- El proveedor o contratista debe seleccionar las dimensiones de la probeta tipo doble abertura para detectar dos puntos de nivel, en función de las condiciones de presión, temperatura, viscosidad y características del líquido a detectar. Dependiendo del tipo de aplicación, las aberturas de la probeta deben estar en posición vertical u horizontal. Se deben tomar en cuenta los valores que a este respecto llegue a establecer PEMEX en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.

- El rango de la temperatura de operación del sensor debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $120^{\circ}\text{C}$  y en aplicaciones de alta temperatura hasta  $175^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor debe estar entre la presión de vacío y  $13788.15\text{ kPa}$  (presión de vacío y  $140.6\text{ kg/cm}^2$ ).
- El valor de repetibilidad debe ser de 2 mm y el valor del tiempo de respuesta del sensor debe ser de 0.5 hasta 2 segundos.
- La longitud de la probeta debe estar entre 50 y 4572 mm y el diámetro de la probeta debe ser mínimo de 22 mm.
- El rango de frecuencia debe estar entre 1 y 450 MHz.
- El consumo de energía eléctrica no debe ser mayor a 3 W.
- El proveedor o contratista debe incluir en el interruptor un mecanismo electrónico de auto prueba, un selector de señal de salida por falla de nivel, por si el líquido incrementa o decrece del punto de conmutación fijado y por daños en el sensor y debe incluir un temporizador con un rango de ajuste de 0.5 hasta 30 segundos con una luz de estado de la probeta. Además de que la probeta debe tener un mecanismo magnético de autoprueba.
- El interruptor de nivel debe estar montado de manera integral con el sensor de nivel o estar montado de manera remota a máximo 45 m.

➤ **Sensores de nivel tipo ultrasónico de no contacto**

- El proveedor o contratista debe seleccionar las dimensiones y tipo de probeta, en función de las condiciones de presión, temperatura y el tipo de atmósfera presente en el líquido y/o sólido a detectar. En el caso de espuma en líquido se debe seleccionar el sensor requerido para éste propósito
- El sensor de nivel, dependiendo de la aplicación, debe tener un rango de medición para líquidos hasta 10 m y para sólidos hasta 3m.
- El sensor de nivel debe compensar electrónicamente las variaciones de temperatura.
- El rango de la temperatura de operación del sensor de nivel debe estar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$ .
- El rango de la presión de operación del sensor debe estar entre la presión de vacío y  $303.02\text{ kPa}$  (presión de vacío y  $3.09\text{ kg/cm}^2$ ).
- La longitud de la probeta debe ser mínimo de 74 mm y el diámetro de la probeta debe ser mínimo de 38 mm.
- El rango de frecuencia de operación debe estar entre 50 y 70 kHz, dependiendo de la aplicación en líquidos, sólidos, distancia que se va a medir, presencia de espuma, composición del gas y el cambio de temperatura en el recipiente.

- El pulso de frecuencia del sensor de nivel debe estar entre 0.5 y 3 Hz dependiendo del tipo de sensor.
- Dependiendo del tipo de sensor el valor de banda muerta debe estar entre 200 mm y 600 mm.
- El valor de repetibilidad debe ser de 0.25% dependiendo del rango de medición y el valor del tiempo de respuesta del sensor debe ser de 3 segundos.
- El ángulo de la onda debe ser de 10 grados a 12 grados en el límite del punto de la distancia fijada para la detección y/o alarma.
- El consumo de energía eléctrica del interruptor de nivel tipo ultrasónico de contacto no debe ser mayor a 5 W.
- El proveedor o contratista debe incluir en el interruptor de nivel, indicadores de estado de señal de salida por falla de nivel, un sensor de temperatura para compensación de la medición, además de un temporizador con un rango de ajuste mínimo de 1 minuto y una luz de estado del interruptor.

#### **d) Materiales**

El material de los internos en contacto con el fluido de proceso debe ser de acero inoxidable y en el caso de servicio amargo además deben cumplir con NACE MR0175/ISO 15156. En el caso de un servicio y condiciones de operación más agresivo para el elemento sensor e internos, el proveedor o contratista debe seleccionar materiales resistentes a las propiedades corrosivas, abrasivas ó erosivas del fluido de proceso.

#### **➤ Materiales de los sensores de nivel tipo flotador y tipo desplazador**

El cuerpo de los interruptores de nivel tipo flotador o desplazador externo (cámara externa) debe ser mínimo de acero al carbón, de acuerdo con NRF-032-PEMEX-2005. En el caso de que la conexión del interruptor de nivel se haga directo al recipiente, los materiales de conexión deben ser compatibles al material y tipo de conexión que tenga dicho recipiente.

Para el caso de condiciones ambientales salinas y corrosivas, el proveedor o contratista debe cumplir con un recubrimiento epóxico conforme a NRF-053-PEMEX-2006.

El material de los internos como el flotador, desplazador, varilla, resorte, cable, topes y tornillos deben cumplir con el numeral 8.2.1 de esta NRF, así mismo, el material de las terminales de conexión eléctrica debe ser de acero inoxidable 316.

➤ **Materiales de los sensores de nivel tipo conductividad, tipo capacitancia y/o admitancia y tipo ultrasónico de contacto**

Conductividad puede ser de teflón, poliamida, PVC o cerámica, por lo cual el proveedor o contratista debe seleccionar y/o recomendar el material en función del ataque químico del líquido a detectar.

El recubrimiento y/o aislamiento en el sensor tipo capacitancia y/o admitancia puede ser de polietileno, poliamida, PTFE, PFA, PVDF o cerámica, por lo cual el proveedor o contratista debe seleccionar y/o recomendar el material más adecuado en función de la resistencia química del líquido, la presión y temperatura del proceso a detectar.

➤ **Materiales de los sensores de nivel tipo magnético (magneto en flotador)**

El material de los internos en contacto con el fluido de proceso debe ser de acero inoxidable y en el caso de servicio amargo además deben cumplir con NACE MR0175/ISO 15156. En el caso de un servicio y condiciones de operación más agresivo para el elemento sensor e internos, el proveedor o contratista debe seleccionar materiales resistentes a las propiedades corrosivas, abrasivas ó erosivas del fluido de proceso.

➤ **Materiales de los sensores de nivel tipo ultrasónico de no contacto.**

El material de los internos en contacto con el fluido de proceso debe ser de acero inoxidable y en el caso de servicio amargo además deben cumplir con NACE MR0175/ISO 15156. En el caso de un servicio y condiciones de operación más agresivo para el elemento sensor e internos, el proveedor o contratista debe seleccionar materiales resistentes a las propiedades corrosivas, abrasivas ó erosivas del fluido de proceso.

**e) Conexiones de proceso**

➤ **Conexiones de proceso de los interruptores de nivel tipo flotador y desplazador**

- Cuando PEMEX lo solicite, el proveedor o contratista debe analizar y determinar el diámetro de la conexión de proceso requerida en función del fluido a detectar.
- Para los interruptores de nivel tipo flotadores o desplazadores internos en recipientes a presión con instalación horizontal, el proveedor o contratista debe utilizar conexión bridada con un diámetro nominal mínimo de 76 mm (3 pulgadas), la clase de la brida del interruptor de nivel debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.

- Para los interruptores de nivel tipo flotadores o desplazadores externos (cámara externa) instalados en pierna de nivel, la pierna debe ser de 51 o 76 mm (2 o 3 pulgadas) de diámetro nominal y la conexión de la cámara externa del flotador a la pierna debe ser de un diámetro nominal mínimo de 25,4 mm (1 pulgada) inserción soldable (SW), roscada (NPT) o bridada, esto conforme a lo que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
  - Para los interruptores de nivel tipo flotadores o desplazadores externos (cámara externa) instalados directamente al recipiente, la conexión debe ser bridada con un diámetro nominal mínimo de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida del interruptor de nivel debe ser la que se establezca en esta NRF.
  - Para los interruptores de nivel tipo flotadores o desplazadores internos en recipientes atmosféricos sea instalados horizontal o vertical, se debe considerar conexión roscada o bridada; la conexión roscada debe ser de un diámetro nominal mínimo de 25,4 mm (1 pulgada) NPT y la conexión bridada debe ser mínimo de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida del sensor de nivel debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
- **Conexiones de proceso de los interruptores de nivel tipo paleta rotatoria, vibracional y dispersión térmica.**
- Cuando PEMEX lo solicite, para detección de sólidos, el proveedor o contratista es responsable de analizar y determinar el diámetro de la conexión de proceso requerida en función de las propiedades y tamaño de la partícula del sólido a detectar.
  - Para el interruptor de nivel tipo paleta rotatoria la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 38 mm (1 ½ pulgadas) NPT o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida del interruptor debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
  - Para el interruptor de nivel tipo vibracional y tipo dispersión térmica, la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 25,4 mm (1 pulgada) NPT o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida del interruptor debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
  - Para interruptores de nivel tipo vibracional a instalarse en pierna de nivel, ésta debe ser de 51 mm o 76 mm (2 o 3 pulgadas) de diámetro nominal y la conexión del interruptor a la pierna debe ser inserción soldable (SW), roscada (NPT) de un diámetro nominal de 25,4

mm (1 pulgada) o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.

➤ **Conexiones de proceso de los interruptores de nivel tipo conductividad, capacitancia y/o admitancia, ultrasónico de no contacto y ultrasónico de contacto**

- Para interruptores de nivel tipo conductividad, la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 38 mm (1 ½ pulgadas) NPT o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
- Para interruptores de nivel tipo capacitancia y/o admitancia y tipo ultrasónico de contacto, la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 25.4 mm (1 pulgada) NPT o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.
- Para interruptores de nivel tipo ultrasónico de no contacto la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 38 mm (1.5 pulgadas) NPT o bridada de 76 mm (3 pulgadas), la clase de la brida debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.

➤ **Conexiones de proceso de los interruptores de nivel tipo magnético (magneto en flotador)**

- Para detección de líquidos, el proveedor o contratista es responsable de analizar y determinar el diámetro de la conexión de proceso requerida en función de la gravedad específica.
- Para el interruptor de nivel tipo magnético (magneto en flotador), la conexión al recipiente debe ser roscada de un diámetro nominal de 38 mm (1 ½ pulgadas) NPT o bridada de 51 mm (2 pulgadas), la clase de la brida debe ser la que se establezca en las hojas de especificaciones del Anexo 12.2 de esta NRF.

## CAPITULO 4 PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCION DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS

- Se empezó a buscar bibliografía acerca de la recuperación mejorada en aspectos generales, esta tecnología no se ha aplicado en México para la extracción de petróleo y se requieren de muchos procesos de investigación para su realización. Pero la parte de la investigación bibliográfica ayuda a conocer muchos aspectos de la recuperación mejorada de petróleo (EOR).
- El tema de investigación se enfoca en la inyección de productos ASP químicos a pozos petroleros, esto para conocer más sobre lo que es este proceso. La inyección ASP (álcali-Surfactante-Polímero) se describe en el punto 4.1 del capítulo 4 y ciertos datos sobre este que serán factor para escoger los instrumentos adecuados.
- En la investigación se obtuvieron datos técnicos de presión, temperatura y flujo en el funcionamiento de un proceso de inyección de químicos de ASP, esta información es de crucial importancia para saber los posibles rangos de medición y que lectura se tomaran con los instrumentos que sean seleccionados y permitan tener control sobre el sistema.
- Una vez conociendo como funciona la inyección de químicos ASP el fondo sectorial CONACYT-CENER-HIDROCARBUROS proporcionaron las características del yacimiento ya que son muy importantes conocer donde se va a aplicar el producto químico para tener conocimiento de cómo reaccionara el producto y el sistema completo de inyección de químicos. La prueba piloto se desarrollara para el campo de Poza Rica, Veracruz.
- En la parte de conceptos de simulación se maneja de esa forma ya que la parte de análisis con ese programa es muy avanzado y los tiempos para el análisis en simulación son largos, en esta parte de la investigación se requiere de un estudio específico para desarrollar la simulación acorde a lo que se requiere.
- Nos enfocamos en las normas que permite PEMEX para el uso de instrumentos, ya que este proyecto se desarrollara para esta empresa, enfocándonos en las variables de salida que se tiene en un sistema de inyección de químicos, esto es de gran importancia para la selección de los instrumentos, anteriormente se describieron las normas requeridas.
- Finalmente con la información necesaria podemos llegar al objetivo que se tiene en este proyecto de investigación que es la selección adecuada de los instrumentos de medición para un sistema de inyección de químicos ASP.

## 4.1 Descripción de la inyección de productos ASP químicos a pozos petroleros

**Inyección de polímero.** La inyección de polímero reduce la relación de movilidad incrementando la viscosidad de la fase que desplaza, también reduce la permeabilidad efectiva a la solución polimérica. En un sistema unidimensional, la recuperación de aceite se debe principalmente a cambios en la eficiencia de desplazamiento microscópico. En operaciones de campo, el aspecto más importante es la mejora en la eficiencia de barrido en el yacimiento.

La inyección de polímeros se considera como una técnica de inyección de agua mejorada, ya que no recupera el aceite residual atrapado y aislado posterior a la inyección de agua. Sin embargo, la inyección de polímero puede producir aceite adicional a la inyección de agua, por la mejora en la eficiencia de desplazamiento y por el incremento del volumen contactado del yacimiento.

**Inyección de surfactante/polímero.** También conocido como desplazamiento micelar/polímero o microemulsión, consiste en la inyección de un volumen que contiene agua, surfactante, electrolitos, generalmente un cosolvente y posiblemente un hidrocarburo. El tamaño del volumen es frecuentemente de entre 5-15 % y 15-50 % del volumen poroso (VP) para sistemas de baja y alta concentración, respectivamente. El volumen de surfactante debe tener la capacidad de reducir la tensión interfacial agua-aceite de manera significativa (por debajo de 0.01 dina/cm), y preferiblemente un orden de magnitud menor. Posteriormente se desplaza un volumen de agua con polímero. La concentración del polímero generalmente fluctúa entre 500-2000 mg/L, con un volumen promedio de 50% del VP.

**Alcalina.** La inyección alcalina o cáustica implica la inyección de químicos tales como hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio, estos productos reaccionan con los ácidos orgánicos del petróleo en ciertos crudos para crear surfactantes *in situ*, también reaccionan con la roca del yacimiento para cambiar la mojabilidad. La concentración utilizada normalmente de estos agentes es normalmente entre 0.2 y 5 %; el tamaño del volumen inyectado es frecuentemente entre 10 al 50 % del VP, aunque una inyección exitosa solamente utiliza el 2% del VP (considerando en este proceso la inyección de polímero para control de la movilidad). Se pueden añadir polímeros a la mezcla alcalina, y se puede utilizar agua con polímero posterior al volumen alcalino inyectado.

## 4.2 Datos Técnicos (presión, temperatura y flujo) en el sistema de inyección de químicos ASP

En los sistemas de inyección ASP se pueden tener tasas de inyección de entre 3 300  $m^3/d$  y 2500  $m^3/d$  esto de acuerdo a las condiciones que se tenga ya sea en el ambiente o que sea parte del diseño del sistema y el control que se tenga sobre este; se espera que el PH cuando se aplica la inyección de químicos llegue a un nivel de 9.0 y puede alcanzar 9.5.

En la inyección de químicos ASP siempre se tiene un control de la sustancia para asegurar la concentración correcta la viscosidad del fluido oscilan entre valores de 20 a 26 cp. Los sistemas de inyección trabajan con una presión máxima de 16 200 kpa que se puede observar a la salida del sistema, no se ha observado a pozos inyectoros que trabajen arriba de esta presión. Se ha visto que la inyección de químicos ASP trabaja en rangos menores de 90°C porque a altas temperaturas el producto reacciona, con esta temperatura el sistema trabaja perfectamente pero ciertos productos químicos pueden soportar temperatura de 110°C sin tener reacción alguna pero esta temperatura es la máxima que se tiene registrada en ciertas pruebas pilotos en funcionamiento.

## 4.3 Información del yacimiento en el campo Poza Rica

Los datos que se obtiene del campo de poza rica son de mucha importancia ya que es ahí donde se implementara la inyección de químicos ASP, la siguiente tabla muestra información precisa y concisa a cerca de este yacimiento.

<b>Geología</b>		
Tipo de yacimiento	Naturalmente/fracturado	
Litología	Carbonatos	
Prof. Plano de referencia (PR)	2199	mvbnm
Espesor neto	107.61	m
Temperatura	90	°C
<b>PVT</b>		
Tipo de Fluido	Aceite ligero	
Densidad de fluido	31	°API
Viscosidad del fluido	1.153	Cp @ Ty & Py
<b>Petrofísica</b>		
Porosidad	13.1	%
Saturación inicial del agua	18	%

Saturación de aceite	18	%
permeabilidad	5-25	mD
<b>Volúmenes y reservas</b>		
Prod. Acumulada de aceite (NP)	1,404.20	mmb
Prod. Acumulada de gas (Gp)	1,901.33	mmmpc
<b>Reservas probadas (1p)</b>		
Volumen original de aceite	4,809	mmb
Reserva remanente de aceite	68.1	mmb
Volumen original de gas	4,826	mmmpc
Reserva remanente de gas	78.9	mmmpc
<b>Condiciones actuales</b>		
Presión	218	<i>kg/cm<sup>2</sup></i>

Fuente: fondo sectorial CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS D3/CH2011-02, PEMEX

Tabla 3 condiciones generales del campo

#### 4.4 Concepto de la simulación de yacimientos

Para la simulación de yacimientos se requiere de cubrir ciertos puntos, además de que se utilizan procesos muy largos para su análisis y desarrollo esta parte del desarrollo general del proyecto será desarrollado por otra institución.

Para obtener la simulación del yacimiento se requiere de los siguientes puntos:

- Caracterización estática: en esta sección se revisa la información que tenga el Activo en cuanto al modelo estático, esta revisión se lleva a cabo por parte de la gente de PEMEX y del Consorcio. Una vez revisada se procede a generar los mapas de porosidad, permeabilidad, cimas y bases o espesores, y en caso de tenerse mapas de saturaciones de fluidos.
- Caracterización dinámica: se recopilarán los reportes de las pruebas de presión con que cuenta el Activo, para determinar la compresibilidad del sistema, así como la permeabilidad absoluta. Es importante que el Activo cuente con una prueba de interferencia al menos. En caso de ser necesario y que el Activo no cuente con la información anterior, se deberá planear en trabajos previos a la implantación de la prueba piloto, una prueba de interferencia así como una prueba de inyectividad al intervalo objetivo.

- Estudio de series de tiempo: este estudio nos permitirá conocer la interferencia que existe entre pozos, es decir que comunicación hay y a que nivel está presente entre los pozos involucrados y los no involucrados en la prueba. Para este estudio sólo se necesita la historia de presión producción. Y en caso de necesitarse se hará un estudio de series de tiempo más profundo, pero ahora sobre los fluidos del yacimiento utilizando para ello los PVT's.
- Hidráulica de pozos: en esta sección se simula el comportamiento de los pozos tanto inyector como productores, multifásico para este y el monofásico para aquel. Para este caso, dado que los químicos en la mayor parte de los casos viajan en seno de agua, la hidráulica del pozo inyector se reduce sustancialmente, pero no deja de ser importante este cálculo ya que de este valor depende la capacidad de la bomba.
- Simulación sistemática y numérica de yacimientos: la simulación sistemática es el receptáculo de toda la información generada desde los estudios de laboratorio hasta los resultados obtenidos en el punto anterior. Los mapas generados por caracterización estática deben tener el formato de salida para ser leídos por STARS, que va a ser el simulador numérico utilizado en este tipo de estudios. El primer rubro a abordar es la simulación sistemática de los estudios realizados en laboratorio. Una vez que se tienen estas simulaciones, se procede a realizar la simulación sistemática del área piloto, dependiendo del tamaño de esta y del yacimiento se determina si la simulación sistemática se realiza en una sección, o en el área piloto o bien de una vez se integra todo el yacimiento. Es importante recalcar que en muchas ocasiones es importante realizar modelos sintéticos en donde se depositen los resultados de la simulación sistemática a nivel de laboratorio, antes de escalarlos a nivel de simulación sistemática de prueba piloto, ya que los modelos sintéticos arrojan luz acerca del fenómeno.

La simulación sistemática y numérica corrobora los resultados obtenidos en laboratorio, ya que en ellos se podrá observar si los gastos de inyección de productos químicos propuestos son los correctos, o bien si la presión de descarga de los compresores o bomba es la óptima. Además se conocerá el aceite desplazado por la prueba, el volumen del químico utilizado y el gasto de agua para desplazarlo. Además permitirá observar el volumen y tiempo de arribo del agua y aceite desplazado. Como resultado adicional responderemos a las preguntas: cómo, cuándo y cuánto químico en seno de agua debe ser inyectado.

#### 4.5 Diseño del sistema de inyección de Químicos ASP

Se obtuvo el diseño del sistema de inyección de químicos, donde se puede apreciar la estructura, a continuación se muestran en las siguientes figuras esquemas de inyección de químicos ASP.

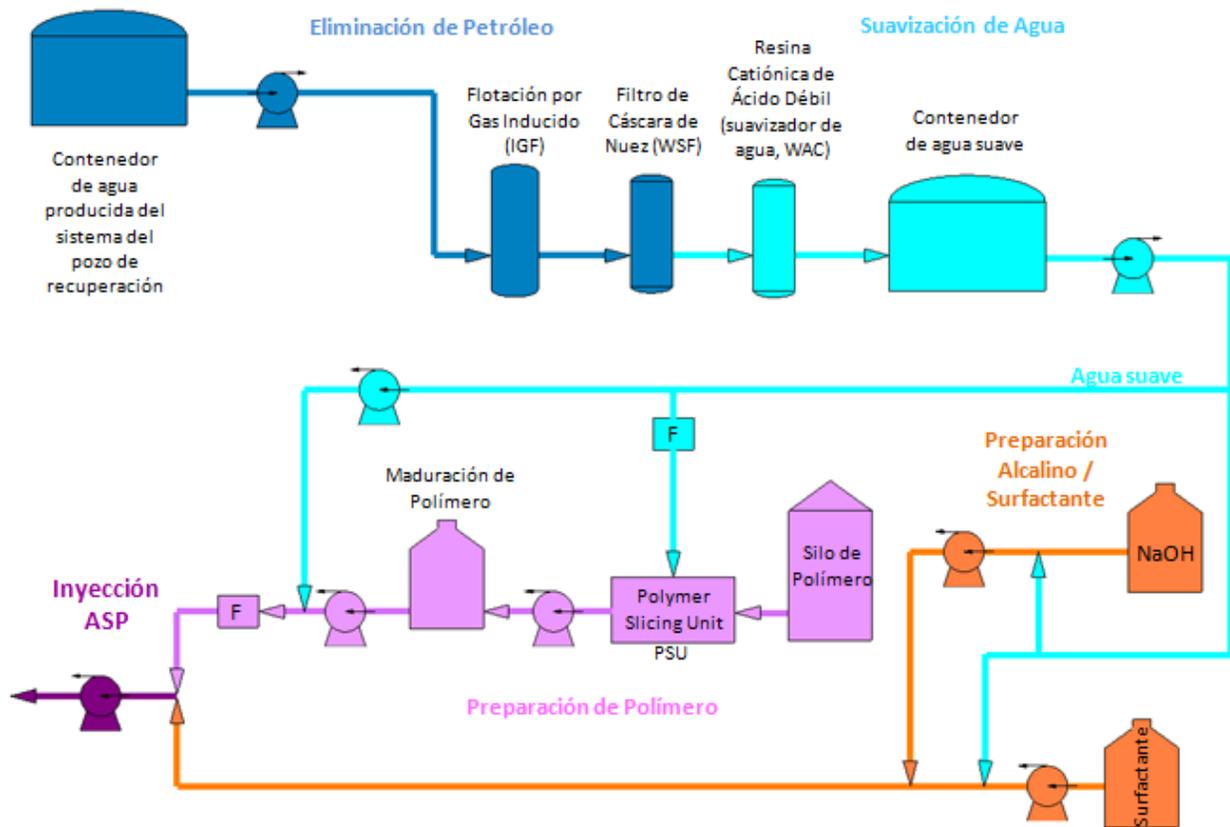


Figura 16 Diagrama de inyección ASP. (Fuente: CIDESI)

Es muy importante tener el diagrama para la inyección de químicos ASP para poder ubicar el funcionamiento y los instrumentos adecuados que serán de gran ayuda en el proceso de inyección en el monitoreo y control de este.

La figura 17 nos muestra el sistema del inyector, esta parte se instala a la entrada del pozo que es seleccionado como el pozo que funcionara como inyector.

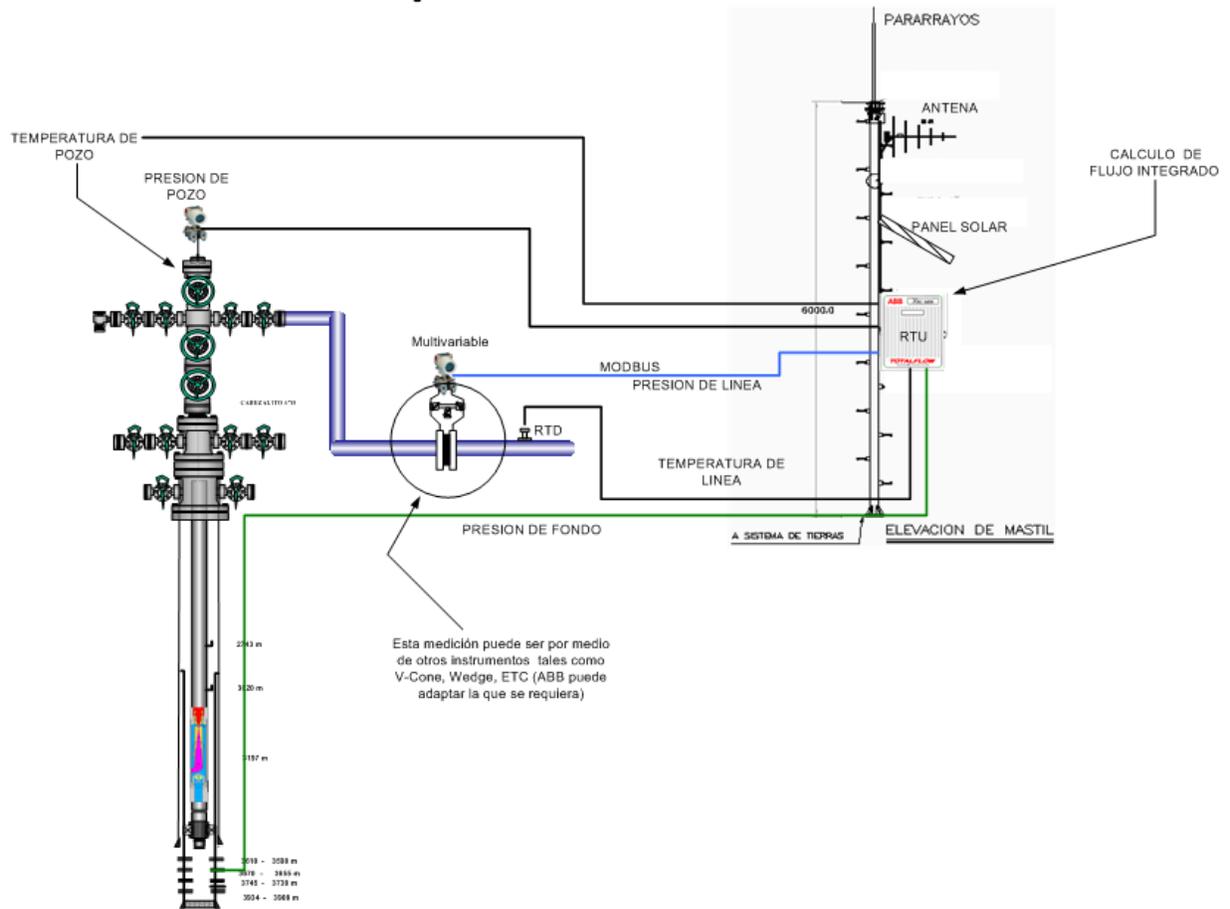


Figura 17 Arquitectura de pozo. (Fuente: CIDESI)

## **CAPITULO 5 SELECCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS PARA MEDIR LAS VARIABLES DE SALIDA (PRESIÓN, TEMPERATURA Y FLUJO) EN EL SISTEMA INYECTOR DE QUÍMICOS ASP.**

Se seleccionara la instrumentación para que el sistema de inyección de químicos ASP opere con eficiencia y genere los resultados deseados. Con el propósito de que se cumplan los requerimientos dados es necesario medir, controlar y mantener constantes algunas variables:

- Flujo. El monitoreo de esta variable permite conocer y controlar la cantidad de químico que está siendo transportada entre los diversos nodos, almacenada en los puntos establecidos, tratada por el sistema y vertida hacia el pozo inyector.
- Presión. El monitoreo de esta variable permite conocer la magnitud física que está actuando sobre cada punto de la superficie de la tubería que transporta el fluido entre los diversos nodos existentes en el proceso. Además determina las condiciones de operación para los diversos equipos e instrumentos a implementar en el sistema.
- Temperatura. El monitoreo de esta variable permite conocer una de las propiedades físicas del químico ASP, esto, con el fin de verificar y controlar que esta cumpla con los requerimientos.
- Nivel. El monitoreo de esta variable permite conocer la cantidad de fluido que está siendo acumulado en las diversas piscinas establecidas para el almacenamiento.

### **5.1 Evaluación y comparación de instrumentos**

Para seleccionar los instrumentos que permiten el monitoreo de estas cuatro variables y que mejor se acoplen al proceso de inyección de químicos, se establecen diferentes alternativas, la cuales serán descritas posteriormente. Se realiza un análisis a cerca de las prestaciones entregadas por los diversos instrumentos ofrecidos en el mercado y un análisis de costos de inversión en valor presente; finalmente se realiza una comparación de las ventajas y desventajas que tienen dichas alternativas desde los puntos de vista técnico y económico, con el fin de recomendar la implementación de la configuración que mejor se acoja a los requerimientos del proyecto.

Para el manejo y control de los equipos y de las variables de proceso se tiene como premisa la aplicación y uso de una instrumentación inteligente, de última tecnología, que permita el envío y recepción de datos hacia un sistema de control centralizado. La selección de los instrumentos de medición para estas alternativas se establece teniendo en cuenta los requerimientos dispuestos y los diferentes nodos existentes en el proceso.

## 5.2 Instrumentación para presión

PARÁMETRO	INSTRUMENTACION PRESION	
	Manómetro Tubo Bourdon + Transmisor	Manómetro Diafragma + Transmisor
Exactitud	+/- 0.5%	+/-1 %
Linealidad	Lineal	Lineal
Rango	1 a 1500 Kg/cm2	0 a 12 Kg/cm2
Costo	U\$ 300 - 500	U\$ 150- 250
Precisión	+/- 0.5	+/- 0.5
Mantenimiento	Periódico	Periódico
Tamaño	Medio	Medio
Estructura	Frágil	Frágil
Sensibilidad	0.01%	0.25%
Material	Acero inoxidable	Acero inoxidable

Tabla 4 Características instrumentos de medición de presión

PARÁMETRO	PRESION	
	Manómetro Tubo Bourdon + Transmisor	Manómetro Diafragma + Transmisor
Exactitud	2	1
Linealidad	1	1
Rango	2	1
Costo	1	1
Precisión	1	1
Mantenimiento	1	1
Tamaño	1	1
Estructura	0	0
Sensibilidad	2	1
TOTAL	11	8

Tabla 5 Cuadro calificativo instrumentos de medición de presión

Basándose en los requerimientos establecidos para el proyecto y en los resultados obtenidos en la tabla 5 se concluye que: Aunque el costo del manómetro de tubo de Bourdon es mayor su exactitud y sensibilidad superan las ofrecidas por el manómetro de diafragma.

Adicionalmente los manómetros de diafragma requieren transductores complementarios para poder obtener una salida eléctrica, son de difícil reparación y son muy susceptibles a golpes y vibraciones, lo cual los aleja en gran medida de los requerimientos básicos del proyecto. Por lo tanto se recomienda implementar manómetros de tubo de Bourdon en cada uno de los nodos de la facilidad donde se necesite medir la variable de proceso presión. Estos irán acompañados por su respectivo indicador, transmisor o indicador/transmisor según se requiera.

### **5.2.1 Sensor primario de presión**

Se define de tipo capacitivo ya que soporta mayor rango de golpeo y vibración que los sensores primarios tipo cristal que sufren fracturas con mayor facilidad lo que resultaría en mal funcionamiento.

De acuerdo al rango máximo de presión definido y considerando un margen de seguridad, se define que el sensor primario debe tener un rango de medición de 0 a 7000 psi y tiempo de respuesta máximo de 1 segundo.

La exactitud para la medición de presión de  $\pm 0.04\%$ , y con funda protectora de titanio con diámetro externo de 1.5 pulgadas.

### **5.2.2 Sensor de Presión Absoluta**

Este sensor está constituido normalmente por un sensor primario tipo capacitivo que forma parte de un oscilador, una sección electrónica que contiene circuitos para acondicionar la señal medida por el sensor primario, fundas metálicas para protección primario y de los circuitos, con conexión para la toma de señal de salida. Dicha señal de salida es lineal a la variable de presión absoluta del fluido.

Conforme a los requerimientos establecidos y a las condiciones de operación, el sensor de presión absoluta se definió con las siguientes características:

- Sensor primario capacitivo de tubo de bourdon.- La respuesta es suficientemente rápida para seguir los cambios de presión del fluido y cubre el rango de medición requerido de 0 a 2500 psi para la medición a la salida del sistema de inyección y de 0 a 2000 psi para la medición en tuberías.

El tubo de bourdon es de material antioxidante y capaz de operar en tuberías con alta presión de 6000 psi.

- Electrónica del sensor.- Esta sección está constituida por un oscilador, un circuito acondicionador de la señal y un circuito de fuente de corriente controlada de 4-20 mA. La figura 18 muestra el diagrama a cuadros de la electrónica del sensor.

La señal de salida del sensor es lineal y proporcional a la señal de corriente de 4-20 mA, correspondiente a la calibración del sensor de 0 a 4000 psi realizada a través de esta sección electrónica. Es decir 0 psi corresponden a 4 mA y 4000 psi a 20 mA, como se muestra en la figura 19.

- Las tarjetas de circuito impreso son protegidas con material anticorrosivo y antioxidante para evitar mal funcionamiento.

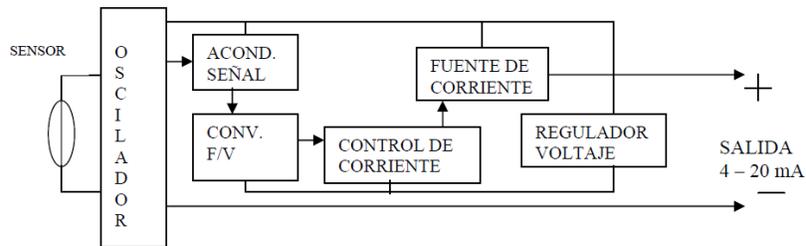


Figura 18 Diagrama a cuadros de la electrónica del sensor de presión absoluta

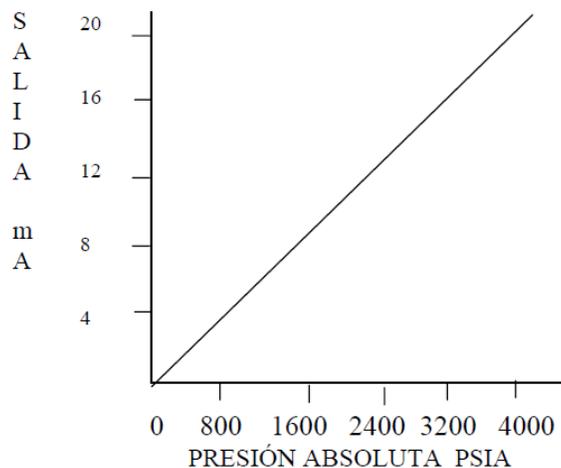


Figura 19 Respuesta del sensor de presión absoluta

La siguiente figura muestra el diagrama del sensor de presión absoluta tipo superficie.

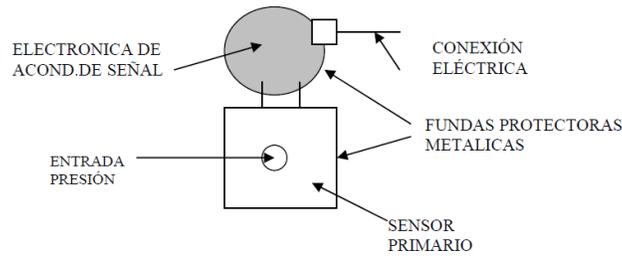


Figura 20 Diagrama del sensor de presión absoluta

A fin de cumplir con las normas de seguridad establecidas para la instalación de equipos de medición, se definieron las siguientes características mecánicas:

- Funda metálica, hermética y aprueba de explosión.
- Conector de señal de salida de alta confiabilidad y adecuado para operar en ambiente marino.
- Conector mecánico de alta seguridad para alta presión con válvula de control de fluido y accesorios de sujeción del sensor a tubería.

Conforme a las condiciones de operación establecidas, se definieron las siguientes características del sensor:

- Presión ambiental de 14.7 psia.
- Temperatura de 0°C a 90°C
- Humedad de 0 100%
- Corrosión de 0 a 10 ppm
- Vibración de 0 a 17 Hz.

La siguiente figura muestra el sensor de presión absoluta utilizado en el sistema.



Figura 21 sensor de presión absoluta utilizado en el sistema

### 5.3 Instrumentación para Temperatura

PARÁMETRO	INSTRUMENTACION TEMPERATURA			
	Termómetro Cristal	Termómetro Bimetálico	RTD	Termopar
Exactitud	1 %	1 %	0.05 %	0.5%
Linealidad	Buena	Buena	Muy Buena	Regular
Rango	35 °C a 200° C	200° C a 500° C	-50° C a 400° C	-50° C a 1600° C

Tabla 6 Características instrumentos de medición de temperatura

PARÁMETRO	INSTRUMENTACION TEMPERATURA			
	Termómetro Cristal	Termómetro Bimetálico	RTD	Termopar
Resolución	1° C	2° C	0.01° C	0.1° C
Costo	U\$ 80 -140	U\$ 100 - 200	U\$ 100 - 300	U\$ 70 - 100
Respuesta	Media	Rápida	Rápida	Lenta
Precisión	Regular	Buena	Excelente	Regular
Mantenimiento	Bajo	Regular	Regular	Constante
Tamaño	Medio	Medio	Pequeño	Pequeño
Estructura	Frágil	Frágil	Resistente	Resistente
Repetitividad	Media	Buena	Muy Buena	Buena
Zona Aplicación	Amplia	Amplia	Reducida	Reducida
Material	A. Inoxidable	A. Inoxidable	Pt-Cu-M A. Inoxidable	Pt-Cu-Co A. Inoxidable

Tabla 7 Datos de instrumentos de medición de temperatura

El termómetro de vidrio ofrece buenas prestaciones, sin embargo su estructura es muy frágil, lo que representa un alto riesgo debido a las duras condiciones ambientales y de operación presentes en las facilidades. El termómetro bimetálico tiene una estructura más robusta que el de vidrio, sin embargo su precisión es baja y su resolución es muy alta.

Un inconveniente adicional que presentan el termómetro de vidrio y el bimetálico es el espacio que necesitan para su instalación. Además, de la dificultad que representa convertir sus resultados a una señal que puede ser leída y comprendida por el sistema de control inteligente, lo cual los hace no aptos para este sistema. Las termopares ofrecen características similares a las RTD sin embargo su exactitud es menor, su respuesta es más lenta, su linealidad es baja, su precisión es regular, requieren calibración periódica, su señal de salida es de baja potencia y son susceptibles a ruidos eléctricos y magnéticos. Teniendo en cuenta lo anterior se concluye que de los cuatro instrumentos de medición de temperatura propuestos el que mejor exactitud, repetitividad, rango, linealidad, respuesta, resolución, estabilidad y modo de comunicación tiene es la RTD (platino), además son fáciles de calibrar y tienen una vida útil prolongada, debido a esto se determino que es la opción más óptima. Por lo tanto se recomienda ubicar este tipo de elemento primario en cada uno de los nodos de las facilidades donde se necesite mesurar la variable de proceso temperatura, estos irán acompañados por su respectivo indicador, transmisor o indicador/transmisor acoplado según se requiera.

### 5.3.1 sensor primario de temperatura

Se define que sea de tipo RTD de platino y ya que su respuesta es rápida y lineal, cubre perfectamente el rango de medición definido de 0 a 175 °C considerando margen de seguridad, así como el tiempo de respuesta de 1 segundo requerido.

La siguiente figura muestra los sensores primarios de presión y temperatura.



Figura 22 Sensores primarios de presión y temperatura y soporte de tarjetas electrónicas

La exactitud para la medición de temperatura es de  $\pm 0.05\%$  con una resolución para la medición de temperatura de 0.5 °C.

### 5.3.2. Sensor de temperatura

El sensor de temperatura realiza la función de medir la temperatura del fluido en este caso (álcali-surfactante-polímero) ASP químicos. Este sensor está constituido por un sensor primario tipo RTD protegido por una funda metálica, una sección electrónica que contiene circuitos para acondicionar la señal generada por el sensor primario, una funda metálica de protección de los circuitos, con conexión para la toma de la señal de salida. Dicha señal de salida es lineal a la variable de temperatura del fluido.

El sensor de temperatura se definió de acuerdo a las condiciones de operación y los requerimientos definidos, con las siguientes características:

- Sensor primario tipo RTD.- ya que su respuesta es rápida y lineal y cubre el rango de medición requerida de 0 a 125 °C.
- El RTD es protegido por una funda metálica resistente a la corrosión y soporta altas presiones hasta de 4000 psia.
- Electrónica del sensor.- esta sección está constituida por un circuito puente de resistencia, un circuito acondicionador de la señal y un circuito de fuente de corriente controlada 4-20 mA. La figura 23 muestra el diagrama a cuadros de la electrónica del sensor.
- La señal de salida del sensor es lineal y proporcional a la señal de corriente de 4-20 mA, correspondiente a la calibración del sensor de 0 a 125 °C. Es decir 0°C corresponden a 4 mA y 125°C corresponden a 20 mA, como se muestra en la figura 24.

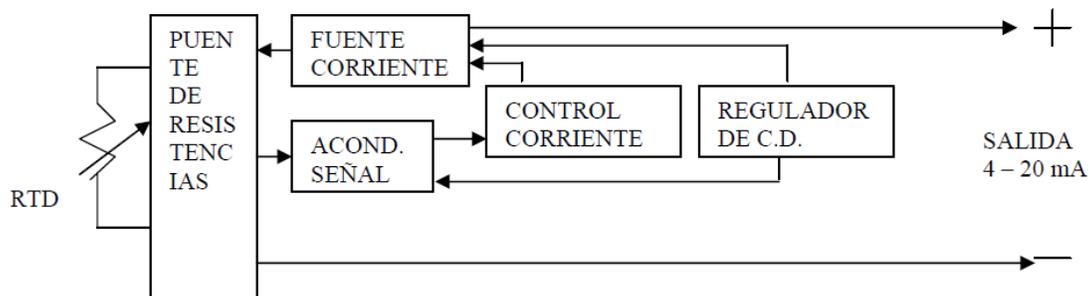


Figura 23 diagrama de bloques de la electrónica del sensor de temperatura

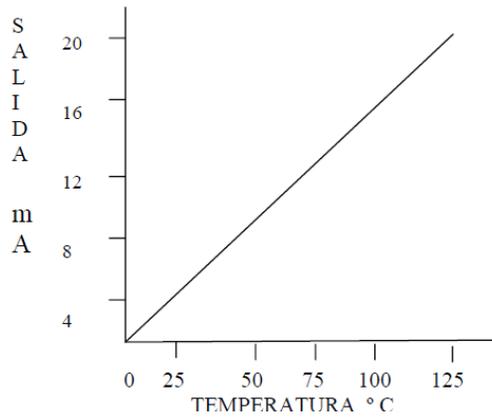


Figura 24 Respuesta del sensor de temperatura

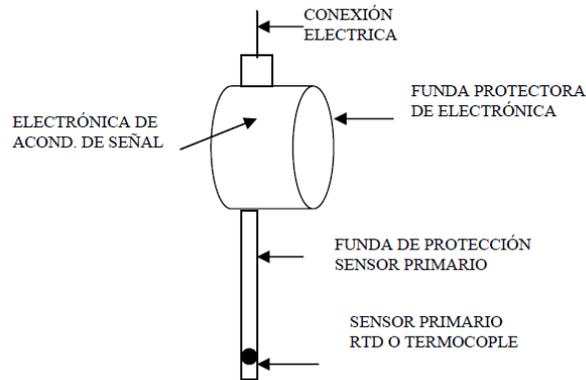


Figura 25 Diagrama del sensor de temperatura

A fin de cumplir con las normas de seguridad establecidas para la instalación de equipo de medición en áreas peligrosas, se definieron las siguientes características mecánicas:

- Funda metálica, hermética y a prueba de explosión
- Conector de señal de salida de alta confiabilidad.
- Conector mecánico de alta seguridad para instalación en tubería de alta presión.

Conforme a las condiciones de operación establecidas, se definieron las siguientes características del sensor:

- Temperatura de 0°C-110°C
- Humedad de 0-100%
- Corrosión de 0-10 ppm
- Vibración 0-17 Hz.

La siguiente figura muestra el sensor de temperatura utilizado en el sistema.



Figura 26 Sensor de Temperatura utilizado en el sistema

#### 5.4 Instrumentación para nivel

PARAMETRO	INSTRUMENTACION NIVEL			
	Diafragma	Capacitivo	Flotador	Ultrasónico
Exactitud	±0.5% a ±2%	±0.5%	±1% a ±3%	±1%
Rango	25 m	1 m	10 m	5 m
Costo	U\$ 100 - 300	U\$ 100 - 200	U\$ 100 - 200	U\$ 200
Precisión	±1%	±1%	± 1-2 %	±1 %
Mantenimiento	Periódico	Periódico	Periódico	Mínimo

Tabla 8 Características de instrumentos de medición de nivel

PARAMETRO	INSTRUMENTACION NIVEL			
	Diafragma	Capacitivo	Flotador	Ultrasónico
Estructura	Robusta	Ligera	Robusta	Robusta
Temp Fluido	60 °C	200 °C	250 °C	200 °C

Tabla 9 Estructura y temperatura máxima que soporta el instrumentó de nivel

Basándose en los requerimientos establecidos para el proyecto el medidor de nivel más apropiado para este diseño es el flotador acoplado magnéticamente ya que es muy útil cuando se requieren mediciones en recipientes abiertos al medio ambiente y permite un acople sencillo con los transmisores de datos.

Además son muy útiles cuando se requieren ubicar interruptores de nivel (alarmas ON-OFF), elementos que se aplicaran en este diseño para controlar el flujo del líquido hacia los diversos puntos de almacenamiento. De igual forma los de naturaleza ultrasónica se acoplan perfectamente a los requerimientos del sistema. Por lo tanto se recomienda implementar flotadores acoplados magnéticamente o instrumentación de naturaleza ultrasónica en cada uno de los nodos de la facilidad donde se necesite medir la variable de proceso nivel. De ser necesario estos irán acompañados por su respectivo transmisor.

## 5.5 Instrumentación para flujo

PARÁMETRO	INSTRUMENTACION FLUJO			
	Placa Orificio	Turbina	Electromagnético	Ultrasónico
Exactitud	± 2%	± 4 %	± 0.5 %	±3%
Linealidad	No lineal	Lineal	Lineal	Lineal
Rango	Limitado	0,21 a 14.000 m3/h	0.1 a 20.000 m3/h	0,1 a 20 m3/s.
Costo	U\$ 300 - 3500	U\$ 500- 1000	U\$ 1500 - 2000	U\$ 3000 -10000
Precisión	± 1 %	±1	± 0.1 %	± 5%
Mantenimiento	Periódico	Periódico	Bajo	Regular
Estructura	Delgada	Robusto	Robusto	Robusto
Instalación	Interior	Interior	Exterior	Exterior
Material	Acero al carbón	Acero inoxidable	Acero inoxidable	Acero Inoxidable

Tabla 10 Características instrumentos medición de flujo.

Basándose en los requerimientos establecidos para el proyecto y en los resultados obtenidos la placa orificio y el fluxómetro de turbina son elementos de bajo costo y comúnmente usados, sin embargo requieren de mantenimiento periódico, su instalación es intrusiva, lo cual acarrea pérdidas constantes de presión en la línea de proceso, además el coeficiente de descarga puede cambiar con el tiempo debido al desgaste y a la acumulación de sedimentos, lo cual los hace no aptos para este diseño. El medidor ultrasónico entrega prestaciones similares a las del medidor electromagnético sin embargo su exactitud, rango y precisión son menores. Además su costo se incrementa cuando se requiere su instalación en tuberías de cierto

diámetro lo cual lo hace inapropiado para estas facilidades. Por lo tanto se recomienda implementar fluxómetros de naturaleza electromagnética en cada uno de los nodos de la facilidad donde se necesite medir la variable de proceso flujo, debido a su alta confiabilidad, exactitud, precisión y repetitividad. Estos elementos irán acompañados de ser necesario por su respectivo transmisor.

- ✓ Instalación: Cañerías ¾" a 40".
- ✓ Exactitud: 0,5% de la lectura.
- ✓ Construcción: Bridados, Wafer, Sanitarios, Roscados, en Acero Inoxidable AISI 316, Electrodo de Titanio, Hastelloy C o Ac.
- ✓ Inoxidable AISI 316, Revestimiento interno de PVC, Cerámica, Polipropileno.
- ✓ Alimentación: 220/110 VCA (Opcional: 24 V CA ó 24 V CC).
- ✓ Salidas: analógica de 4 a 20 mA, digital 0 a 5000 Hz.
- ✓ Exactitud: ± 1% de la lectura.
- ✓ Apto: hasta 180°C, 300 bar. Unidad electrónica: Intrínsecamente Segura.
- ✓ Sensor: NEMA 4, IP 65.
- ✓ Versiones / Opciones.
- ✓ 1-Bridado para Atmósferas Explosivas.
- ✓ 2-Aplicaciones Sanitarias.
- ✓ 3-Microcaudalímetro para tuberías de 2 mm a 12 mm.
- ✓ 4-Aplicaciones altamente corrosivas y altas temperaturas.
- ✓ 5-Equipos Wafer.

## **Conclusión**

Teniendo en cuenta la información de la investigación hecha, se determina que el alcance de este proyecto se limita al diseño conceptual para la selección de los instrumentos adecuados que el sistema de inyección de químicos ASP requiere. Con las especificaciones obtenidas en este proyecto se desarrollará en un futuro, la ingeniería básica y de detalle la cual además de la información aquí contenida debe incluir: planimetría, diagrama de lazos, listado de señales, cables y conduits, elaboración de planos montaje de instrumentos, listado de equipos de larga entrega, sistema de control para el aire de instrumentos, elaboración de hojas de datos, especificación técnica de sistemas de supervisión, control y protección, detalles de planimetría de instrumentos, listado de soportes, materiales y accesorios, diagramas de conexionado de instrumentos, de cajas de conexión y de lazos de control y medición, requisiciones de cables, equipos y materiales.

Una vez conocido el alcance del proyecto, las condiciones y requerimientos de diseño, las diversas estructuras, equipos y procesos existentes, se puede dar inicio al proceso de diseño del sistema de medición y control.

## Recomendaciones

- ❖ Se recomienda seguir las especificaciones de diseño al momento de adquirir los equipos e instrumentación correspondiente.
- ❖ El proveedor seleccionado para adquirir los diversos equipos e instrumentos debe conocer la última edición de todos los códigos y estándares industriales aplicables al suministro.
- ❖ Todo equipo e instrumentos debe estar disponible para ser inspeccionado por el representante de la empresa en cualquier momento
- ❖ Se deben empacar adecuadamente los equipos e instrumentos de manera que estos queden protegidos todo el tiempo; desde que salen de fábrica hasta el momento de ser montados e instalados.
- ❖ Es necesario realizar un acompañamiento durante la puesta en funcionamiento de los equipos e instrumentos para asegurar que estos operen satisfactoriamente en cumplimiento de las especificaciones y requerimientos del proyecto.
- ❖ El proveedor de los de los equipos e instrumentos, debe incluir una propuesta para capacitación de los técnicos e ingenieros en la configuración y mantenimiento de los equipos.

## Bibliografía

### ❖ Referencias Bibliográficas

- Realizado por: María Carolina Canache Velásquez. MATURÍN, NOVIEMBRE DE 2006. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (alcalino surfactante-polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO MATURÍN/ MONAGAS/ VENEZUELA. Págs. 7 y 16, Págs.71 a la 79.
- SCHLUMBERGER, junio 2011, OILFIELD REVIEW. Volumen 22, No 4. Págs. 16 a la 35.
- Fondo Sectorial CONACYT-SENER-HIDROCARBUROS D3/CH2011-02. Diciembre de 2011. Proceso de recuperación mejorada con la tecnología de inyección de químicos (ASP) con aplicación mediante prueba piloto en el campo Poza Rica. Pág. 2 a la 23
- Luis Eduardo Zerpa Acosta Maracaibo, Mayo de 2004. MÚLTIPLES MODELOS SUSTITUTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE ÁLCALI, SURFACTANTE Y POLÍMERO. Pág. 31 a 52.
- ELENA DEL ROCÍO PROAÑO OÑA. Latacunga, Febrero 2009. "IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA ECOLÓGICO DE CONTROL Y MONITOREO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN PARA PLATAFORMAS DE EXTRACCIÓN DE CRUDO". Págs. 20 a la 34.
- OSCAR ENRIQUE BOHÓRQUEZ ROMERO. SANTIAGO DE CALI 2012. DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA UNA PLANTA DE PULIMIENTO Y VERTIMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN. UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE FACULTAD DE INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE AUTOMÁTICA Y ELECTRÓNICA PROGRAMA INGENIERÍA MECATRÓNICA. Págs. 70 a la 90 y págs. 101 a la 108
- Annual Report, June 28, 2007. Innovative Energy Technologies Program Application 01-023 Taber S Mannville B Alkaline-Surfactant-Polymer Flood Warner ASP Flood. Págs. 6 a la 16.

### ❖ Referencias Virtuales

- [http:// www. monografías. com/ trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml](http://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml)

## ❖ NORMAS NACIONALES

- **NOM-008-SCFI-2002.** Sistema general de unidades de medida.
- **NOM-013-SCFI-2004.** Instrumentos de medición Manómetros con elemento elástico - Especificaciones y métodos de prueba.
- **NMX-CH-003-1993.** Instrumentos de medición - Manómetros de presión, vacuómetros, manovacúómetros indicadores y registradores con elementos sensores elásticos (Instrumentos ordinarios).
- **NMX-J-235-ANCE-2008.** Envolventes para uso en equipo eléctrico – Parte 1: Consideraciones no ambientales – Especificaciones y métodos de prueba.
- **NMX-J-235-ANCE-2000.** Envolventes - Envolventes (Gabinetes) para uso en equipo eléctrico – Parte 2: Requerimientos específicos – Especificaciones y métodos de prueba.
- **NMX-J-529-ANCE-2006.** Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP).
- **NMX-Z-055 IMNC-2009.** Vocabulario internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados
- **ISO 15156-1:2009** Materiales para uso en ambientes que contienen H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas - Parte 1: Principios generales para selección de materiales resistentes a la fracturación. Segunda edición, 2009).
- **ISO 15156-3:2009.** (Industrias del petróleo y de gas natural - Materiales para uso en ambientes que contienen H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas - Parte 3: Resistencia a la fracturación y otras aleaciones. Segunda edición, 2009).
- **NRF-027-PEMEX-2009.** Inspección Espárragos y tornillos de acero de aleación y acero inoxidable para servicios de alta y baja temperatura.
- **NRF-032-PEMEX-2005.** Sistemas de tubería en plantas industriales - Diseño y especificaciones de materiales.
- **NRF-049-PEMEX-2009.** Inspección y supervisión de arrendamientos y servicios de bienes inmuebles.

- **NRF-111-PEMEX-2006.** Equipos de medición y servicios de metrología.
- **NMX-CH-064-IMNC-2006.** Mediciones de temperatura – Vocabulario.
- **NMX-CH-070-1993-SCFI.** Instrumentos de medición – Termómetros bimetálicos de carátula.
- **NOM-001-SEDE-2005.** Instalaciones eléctricas (utilización).
- **NOM-008-SCFI-2002.** Sistema general de unidades de medida.
- **NRF-032-PEMEX-2005.** Sistemas de tubería en plantas industriales – Diseño y especificaciones de materiales.
- **NRF-049-PEMEX-2009.** Inspección y supervisión de arrendamientos y servicios de bienes muebles. **5.7 NRF-199-PEMEX-2009.** Instrumentos de medición de nivel tipo radar.
- **NRF-242-PEMEX-2010.** Instrumentos transmisores de temperatura.
- **NRF-242-PEMEX-2010.** Instrumentos transmisores de temperatura.
- **5.9 IEC 60584-1:1995.** Thermocouples - Part 1: Reference tables (Termopares - Parte 1: Tablas de referencia).
- **IEC 60584-2:1982.** (Termopares - Parte 2: Tolerancias).
- **IEC 60584-3:2007.** (Termopares - Parte 3: Cables de extensión y compensación – Tolerancias y sistema de identificación).
- **IEC 60751:2008.** (Termómetro de resistencia de platino industrial y sensores de temperatura de platino).
- **IEC 61152:1992.** (Dimensiones de los elementos de termómetro enfundados metálicamente).
- **IEC 61515:1995** (Termopares y cables de termopar, ambos con aislamiento mineral).
- **IEC 61520:2000.** (Dimensiones funcionales - Termopozos metálicos para sensores de termómetro).
- **ISO 15156-1:2009.** (Industrias del petróleo y gas natural - Materiales para utilizarse en ambientes con H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas natural - Parte 1: Principios generales para la selección de materiales resistentes al agrietamiento).
- **ISO 15156-2:2009.** (Industrias del petróleo y gas natural - Materiales para utilizarse en ambientes con H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas natural - Parte 2: Aceros al carbón y aceros de baja aleación resistentes al agrietamiento, y uso de hierro colado).
- **ISO 15156-3:2009.** (Industrias del petróleo y gas natural - Materiales para utilizarse en ambientes con H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas natural - Parte 3: Aleaciones resistentes a la corrosión (ARC) resistentes al agrietamiento y otras aleaciones).
- **NRF-111-PEMEX-2006** Equipos de medición y servicios de metrología.
- **NRF-148-PEMEX-2005** Instrumentos para medición de temperatura.

- **NRF-032-PEMEX-2005** Sistemas de tubería en plantas industriales: diseño y especificaciones de materiales.
- **NR**No se encuentran elementos de tabla de ilustraciones.**F-111-PEMEX-2006** Equipos de medición y servicios de metrología.