



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería
División de Ciencias de la Tierra

“Evolución de los sensores de fondo de
presión-temperatura, hasta los sensores permanentes”

TESIS

Para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

Presenta
Mauricio Pérez Vera

Director de Tesis:
Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria

México, D.F. 2012



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

Vocal:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

Secretario:

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

1er Suplente:

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GOMEZ

2o suplente:

ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: PEREZ VERA MAURICIO, registrado con número de cuenta 404103978 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado y demostró con la **Revisión de Estudios** el cumplimiento de los requisitos de egreso.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 25 de Mayo de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-1
ICH

Agradecimientos:

A Dios Padre, a Jesús Hijo y a la Virgen María, gracias por estar siempre a mi lado y nunca desprotegerme, gracias por permitir que mi Fe sea cada vez

A mis padres, Ma. De Lourdes Vera Castillo y Victor Manuel Pérez Ramírez, gracias por darme la vida y darme día a día su amor, cariño, amistad, apoyo y confianza, gracias por ser mis ejemplos, sin ustedes no habría llegado hasta aquí, ni ser el hombre que soy en día.

A mi hermana, Liliana Pérez Vera, por ser parte de cada uno de logros y el apoyo que siempre necesitaré

A mi sobrino José Manuel Fernández Pérez, quien me enseñó que en esta vida no hay imposibles y lo maravillosa que es la vida, a ti amigo mío, de quien espero ver todos tus logros y nunca fallarte como un buen ejemplo.

A mis familiares y amigos, por su amor y apoyo incondicional, por siempre impulsarme a llegar a más y nunca darme por vencido.

A Anahí Sosa Solís, gracias por todo tu amor y apoyo incondicional, sin ti nada sería lo mismo, por siempre y para siempre, te amo.

A mi Profesor y amigo, Ing. Israel Castro Herrera, por su tiempo y dedicación en la realización de esta Tesis y por guiarme en la última parte de mi carrera.

A mis maestros y la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme la oportunidad de forjarme en sus aulas y permitirme ser un Universitario orgulloso.

“EVOLUCIÓN DE LOS SENSORES DE FONDO DE PRESION-TEMPERATURA, HASTA LOS SENSORES PERMANENTES”.

Índice

Introducción.....	1
Capitulo 1 - Introducción a los Sensores Permanentes de Fondo y Sistemas de Monitoreo	5
1.1 La Evolución de los Sensores Permanentes de Fondo	5
1.2 Definición de un sensor Permanente	7
1.3 Aplicación de los Sistemas de Monitoreo Permanente	8
1.4 Características de los sensores de presión y temperatura	10
1.4.1. Parámetros Estáticos:.....	10
1.4.1.1 Rango:	10
1.4.1.2 Precisión (Accuracy)	10
1.4.1.4. Tiempo de respuesta (Response time)	13
1.4.1.5. Estabilidad (Drift)	13
1.4.1.6. Frecuencia de muestreo (Sampling Rate)	13
1.4.2. Parámetros Dinámicos	13
Capitulo 2 – Sensores Mecánicos y Sensores Electrónicos.	15
2.1 Medidores Mecánicos.....	15
2.2 Sensores Electrónicos	17
2.2.1 Strain Gauges (Sensores de Deformación/Tensión).....	17
2.2.2 Introducción a la electrónica de los Sensores de Cuarzo (Quartz Sensors)	18
2.2.3 Sensores de Cuarzo No- Resonantes	20
2.2.3.1 Sensores Piezoeléctricos Dinámicos	21
2.2.3.2 Sensores de Capacitancia.....	24
2.2.3.3 Sensores de Tubo Bourdon	26
2.2.4 Sensores de Cuarzo Resonante	27

2.2.4.1 Thickness-Shear Mode Sensors.....	29
2.2.4.2 Vibrating Beam Sensors	32
2.2.5 El Sistema de Monitoreo de un sensor electrónico permanente.....	40
2.2.5.1 Mandril del Sensor (Porta Sensor)	41
2.2.5.2 Conectores de fondo de pozo	42
2.2.5.3 Conectores Superficiales	42
2.2.5.4 Conectores en la Cabeza del Pozo	42
2.2.5.5 Cables	44
2.2.5.6 Sistemas de Adquisición.....	47
2.2.5.7 Software	47
2.2.6 Casos de Estudio en Sensores Electrónicos de Fondo de Pozo	49
2.2.7 Problemas con Sensores Electrónicos de Fondo de Pozo	65
Capitulo 3 - Sensores de Fibra Óptica	70
3.1 Introducción a los Sensores de Fibra Óptica.....	70
3.2 Sensores de Presión de Fibra Óptica	72
3.2.1 Sensores Fiber-Braggs Grating	72
3.2.2 Sensores de Interferometría Fabry-Perot	76
3.3 Medidor de Flujo de Fibra Óptica	81
3.4 Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica	87
3.4.1 Instrumentación:	87
3.4.2 Cableado en Superficie y de Cabeza de Pozo	88
3.4.3 Conectores de Cables	88
3.4.4 Ensamble del Sensor.....	89
3.5 Caso de Estudio en Sensores de Fibra Óptica con Rejillas de Bragg.....	89
3.5.1 Medidor de Flujo de Fibra Óptica en el Pozo A-18 del Campo Mars de Shell.....	89
3.5.2 Sensor de Fibra Óptica de Presión y Temperatura operado en el Golfo de México.	98
3.6 Sensores de Temperatura Distribuida	100
3.7 Casos de Estudio con Sensores de Temperatura Distribuida (DTS).....	108
3.8 Problemas con Sensores de Fibra Óptica.....	121
Capitulo 4 Sensores Permanentes de Fondo a partir de la Tecnología en Herramientas.....	124
4.1 Sensores de Resistividad de Corriente Directa y Sensores Electromagnéticos	124
4.2 Sensores de Resistividad de Corriente Directa	129
4.2.1 Principio de Medición.....	130

4.2.2 Caso de Estudio de un Arreglo de ElectrodoS Permanentes en Fahud, Omán.	132
4.2.3 Componentes del Sistema de Monitoreo de un Sensor de ElectrodoS Permanentes ..	134
4.2.4 Interpretación y Análisis de Datos.....	135
4.3 Problemas Con Los Arreglos De ElectrodoS Permanentes	139
4.4 Sensores Acústicos.....	139
Capitulo 5 Tendencias Actuales en Sensores Permanentes de Fondo	144
5.1 Evolución de los Sensores Permanentes de Fondo	144
5.2 Técnicas de Calibración Aplicando Redes Neuronales.....	146
5.3 Tecnologías en Fibra Óptica.....	149
5.3.1 Tendencia en las impresiones de las Rejillas de la Fibra de Braggs.....	149
Conclusiones	151
Bibliografía.....	153

Lista de Imágenes

Fig. 1.1 – Componentes básicos de un Sistema de monitoreo permanente.	8
Fig. 1.2 - Desviación Media Cuadrática (MQD).	11
Fig. 1.3 – Histéresis.....	11
Fig. 1.4 – Repetibilidad.....	12
Fig. 1.5 - Comparación en Resolución.	12
Fig. 1.6 - Respuesta transitoria durante la variación de temperatura.	14
Fig. 2.1 - Sensores Mecánicos de Presión y Temperatura Marca Kuster K-2 (1") y K-3 (1 ¼")...	16
Fig. 2.2 - Componentes de un Sensor Electrónico basado en un Sensor de Fondo Permanente de Pozo.....	19
Fig. 2.3 – Arreglos típicos de sensores.	20
Fig.2.4 - Sensor de Presión Piezoeléctrico.....	22
Fig. 2.5 – Sensor Piezoeléctrico.....	23
Fig. 2.6 - Diseño básico de un Sensor de Capacitancia.....	25
Fig. 2.7 – Celda de Presión basada en capacitancia.	26
Fig. 2.8 - Diseños Tubo de Bourdon.	27
Fig. 2.9 - Transductor Resonante de Presión.	28
Fig. 2.10 - Thickness-Shear Mode Sensors.	29
Fig. 2.11 - Vista isométrica de un Shear Thickness Shear Mode de presión.	30
Fig. 2.12 - Esfuerzos radiales en un Sensor Thickness Shear Mode.	31
Fig. 2.13 - Configuraciones de Sensores de Vibración en Vigas.	34
Fig. 2.14 – Sensor de Vibración en Viga (Viga Doble).....	35
Fig. 2.15 – Mecanismo del Tubo de Bourdon.....	36
Fig. 2.16 – Estructura de detección de Cuarzo de un Sensor de Vibración en Viga.....	37
Fig. 2.17 – Efecto Fuerza-Frecuencia en una viga flexible.....	38

Fig. 2.18 - Mandril del sensor y sensor permanente.....	41
Fig. 2.19 - Conector superficial en la cabeza del pozo.	43
Fig. 2.20 Conexión a cabezal de pozo submarino.	44
Fig. 2.21 – Evolución del Cable utilizado para los sistemas de monitoreo permanente.	45
Fig. 2.22 - Protectores de cable.....	46
Fig. 2.23 – Sistema de alimentación de un sistema de monitoreo permanente.	48
Fig. 2.24 - Terminación actual del pozo.	50
Fig. 2.25 - Grafica de la Presión de Fondo del Pozo a partir de una Prueba de Presión a $Q = \text{cte.}$	51
Fig. 2.26 - Esquema del sistema de Sensores – Venturi.....	52
Fig. 2.27 - Diagnostico de Pozo a partir de Datos en Tiempo Real.	54
Fig. 2.28 - Tratamiento de Estimulación Ácida a partir de Datos en Tiempo Real.....	55
Fig. 2.29 - Grafica de Diagnostico del Venturi a partir de Datos en Tiempo Real.....	56
Fig. 2.30 - Comparación de gastos de tres diferentes fuentes de datos.....	57
Fig. 2.31 - Localización de los Campos Gullfaks y Veslefrikk y su Sistema de Monitoreo Permanente.....	58
Fig. 2.32 - Monitoreo de la Presión de Fondo Fluyendo para maximizar la producción de aceite en el Pozo C-3 del Campo Gullfaks.....	61
Fig. 2.33 - Comunicación entre pozos a partir de datos se Sensores Permanentes.	63
Fig. 2.34 - Datos de Presión para el análisis transitorio a partir de Sensores Permanentes y Sensores por Wireline.	63
Fig. 2.35 - Fallas de los Componentes de los Sistemas Electrónicos de Fondo de Pozo como se muestra según el estudio de la compañía Schlumberger.	69
Fig. 3.1 - Sensor de Fibra óptica basado en intensidad para la medición de la presión a través de micro curvaturas.	72
Fig. 3.2 – Diagrama de un transductor de fibra óptica	73

Fig. 3.3 – Diagrama esquemático de un triangulo isósceles en cantiléver.	74
Fig. 3.4 - Sensor interferométrico de fibra óptica Mach-Zehnder.	76
Fig. 3.5 - Salida típica de un sensor interferométrico para un aumento de la longitud del camino óptico.....	77
Fig. 3.6 - Esquema del sistema de Auto Calibración del Sensor Interferométrico Basado en Intensidad (SCIIB).	79
Fig. 3.7 - Geometría del sensor de presión SCIIB.	79
Fig. 3.8 - Intensidad de salida de una cavidad Fabry-Perot.....	81
Fig. 3.9 - Sistema de Medidor de Flujo de Fibra Óptica.	82
Fig. 3.10 - Sistema de Medidor de Flujo totalmente armado con Unidad de Instrumentación de Superficie.....	83
Fig. 3.11 - Variación de la velocidad de la mezcla del sonido para una mezcla típica del Aceite-Agua.....	86
Fig. 3.12 - Componentes de un Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica. La figura muestra los cuatro grandes subsistemas de un sistema de monitoreo de fibra óptica.	87
Fig. 3.13 - Ubicación del Campo Mars de Shell.	90
Fig. 3.14 - Datos de Velocidad del Sonido y Velocidad Bulk a partir del Medidor de Flujo de Fibra Óptica.	91
Fig. 3.15 - Gráfica de Presión y Temperatura a partir de Medidor de Flujo de Fibra Óptica mientras es corrido en el agujero.	92
Fig. 3.16 - Comparación de los gastos adquiridos a partir de un medidor de flujo de fibra óptica con los datos obtenidos a partir de pruebas de presión.	93
Fig. 3.17 - Gastos y Presiones de fondo de pozo obtenidas con un medidor de flujo de fibra óptica durante una prueba de separador en superficie.	94
Fig. 3.18 - Gastos y Presiones de fondo fluyendo durante una limpieza de pozo.	95
Fig. 3.19 - Presión de fondo fluyendo contra gasto durante el arranque de un pozo permitiendo la determinación del índice de productividad.	96

Fig. 3.20 - Datos de gasto y presión de fondo durante una prueba de incremento para el análisis de la presión transitoria.	97
Fig. 3.21 - Datos de los primeros nueve meses de operación del sensor de fibra óptica.....	98
Fig. 3.22 – Comparación de datos entre el sensor de fondo y el sensor en superficie.....	99
Fig. 3.23 - Escala ampliada de los datos del sensor de fibra óptica de fondo de pozo.	100
Fig. 3.24 - Sistema de Medición de Temperatura Distribuida.....	104
Fig. 3.25 - Reflectometría Óptica Tiempo-Dominio.	105
Fig. 3.26 - Espectro de Retrodispersión.	106
Fig. 3.27 - Variación de la potencia de retro dispersión de los Anti-Stokes con la Temperatura.	107
Fig. 3.28 – Perfiles de Temperatura del último “Warm Back”	110
Fig. 3.29 –Mapa térmico de inyección @1 [bpm].	111
Fig. 3.30 – Mapa térmico de inyección @1.5 [bpm].	111
Fig. 3.31 – Mapa térmico de inyección @2 [bpm].	112
Fig. 3.32 – Prueba de Decremento de Presión.....	113
Fig. 3.33 – Prueba de Decremento de Presión.....	113
Fig. 3.34 – Prueba de Decremento de Presión.....	114
Fig. 3.35 – Prueba de Decremento de Presión.....	114
Fig. 3.36 – Temperatura vs. Tiempo para las 5 válvulas superiores.....	117
Fig. 3.37 – Perfiles seleccionados de Temperatura vs. Profundidad.	118
Fig. 3.38 – Gráfica 3D de todos los perfiles de tiempo, temperatura y profundidad para las válvulas # 3, 4 y 5.	118
Fig. 3.39 – Análisis térmico donde se muestran los efectos en las válvulas # 3, 4 y 5.....	119
Fig. 3.40 – Movimiento del fluido detrás de la TR @3160 [m].	120
Fig. 3.41 - Sección transversal de dos fibras ópticas.....	123
Fig. 3.42 - Presión medida contra el tiempo en dos sensores de presión de fibra óptica.	123

Fig. 4.1 - Sistema de Monitoreo Permanente de un Arreglo o Serie de Electrodo de Corriente Directa/Corriente Alterna para un pozo vertical.	126
Fig. 4.2 - Sistema de Monitoreo Permanente para una Serie de Electrodo de CD/CA para un pozo horizontal.	127
Fig. 4.3 - Diagrama esquemático donde se muestra el principio de las mediciones de los electrodo.....	130
Fig. 4.4 - Diagrama de Flujo de Datos.....	131
Fig. 4.5 - Aplicaciones de un arreglo de electrodo permanentes.....	131
Fig. 4.6 - Disposición de un Arreglo de Electrodo Permanentes en el Yacimiento.....	133
Fig. 4.7 – Comparación de dato obtenido por un Arreglo de electrodo Permanentes con los dato obtenido por una herramienta de registro.....	135
Fig. 4.8 - Comparación de los dato medido por el conjunto de electrodo permanentes con los dato del modelo.	137
Fig. 4.9 - Respuesta de Lapso de tiempo contra Dato de tiempo mostrando como el potencial del electrodo disminuye con el tiempo.....	138
Fig. 4.10 - Esquema donde se muestra el principio de funcionamiento de un Medidor de Flujo Acústico.	140
Fig. 4.11 - Gráfica a partir de un Medidor de Flujo Acústico donde se muestran las crestas acústicas para el sonido que viaja en dirección y en contra del flujo del aire en condiciones ambientales.....	142
Fig. 4.12 - Gasto Volumétrico determinado mediante Mediciones Acústicas.....	143
Fig. 5.1 - Evolución de los Sensores Permanentes en la Industria Petrolera en los últimos cincuenta años.	145
Fig. 5.2 - Calibración Polinómica Estándar para un Transductor de Cuarzo.	147
Fig. 5.3 - Calibración de una Red Neuronal Dinámica de Transductor de Cuarzo.	148
Fig. 5.4 - Método Tradicional usando pulsaciones de Laser para la Inscripción de Rejillas en la Fibra de Bragg.	150

Fig. 5.5 - Nuevo Método de Escritura o Inscripción en Frío.	150
--	-----

Introducción

Esta tesis es una revisión de la literatura en sensores permanentes de fondo de pozo en la Industria Petrolera, ya que actualmente se necesita una visión integral de los diversos tipos de sensores utilizados para la adquisición de los datos de fondo de pozo. En base a este estudio, resulta evidente que aun se necesita hacer una gran cantidad de investigaciones en el ámbito de la tecnología en sensores para aplicaciones en campos petroleros. Los sensores disponibles en la actualidad no responden adecuadamente a las demandas de la industria petrolera y las nuevas generaciones de sensores no han mejorado significativamente en comparación con las generaciones pasadas en cuanto a precisión, actualmente tanto la fibra óptica como los sensores electrónicos de precisión arrojan resoluciones aproximadas de 0.001 [psi].

Respecto al tiempo de vida, la vida media de un sensor electrónico de cuarzo es de cinco años, a diferencia de los sensores de fibra óptica, los cuales duran más de 10 años, aunque todavía es demasiado pronto para determinar su vida media, pero el problema no deriva en determinar la vida de los sensores de fibra óptica sino en las dudas sobre su fiabilidad.

La creciente necesidad de contar con los datos del fondo del pozo en tiempo real está relacionada con la aplicación de modernas prácticas de producción que han dado lugar a la creciente utilización de sistemas de monitoreo de pozo y sistemas de control para aplicaciones tanto en tierra como costa afuera, ya que el desarrollo de estas tecnologías ha favorecido la capacidad de producción apoyando a los ingenieros de yacimientos y de producción en la toma de decisiones, haciendo a estas más pro-activas. Este trabajo da un vistazo a los diversos principios y diseños detrás de cuatro familias diferentes de sensores permanentes, conocidos como: sensores mecánicos, sensores electrónicos, sensores de fibra óptica y los sensores desarrollados a partir de la tecnología en herramientas. Estos últimos se refieren a las versiones de los sensores que parecen ser permanentes de fondo de pozo, como las herramientas de registro, tales como los arreglos de electrodos permanentes y los sensores acústicos.

También se analiza de cerca el funcionamiento de los sensores y el cómo se utilizan para adquirir datos en tiempo real, esto en forma de “casos de estudio”. Cada caso da una idea de cómo los sensores fueron capaces de adquirir eficazmente los datos dependiendo el escenario, a diferencia de las formas convencionales, como los sensores bajados con cable o línea de acero como anteriormente eran obtenidos, ya que algunas veces estos datos eran imposibles de obtener o provocaban un incremento en el costo del pozo.

En muchos de los casos de estudio, los sensores permanentes de fondo resultaron ser más baratos y una alternativa más rápida para la adquisición de los datos. Este trabajo también establece que los sensores permanentes, a veces pueden ser la única forma de hacer posible la adquisición de datos, esto puede ser debido a la inclinación del pozo, profundidad o ubicación.

Cualquiera que sea la razón, los sensores permanentes proporcionan datos fiables y precisos, a pesar de las condiciones no ideales del pozo. Los problemas con los sensores de fondo de pozo también se abordan en este trabajo, estos incluyen:

- Estudio de fallas en el fondo del pozo en sensores permanentes del campo Villa Fortuna en Italia.
- El problema del Drift (Estabilidad) en los cables de fibra óptica.
- El principal y mayor problema de la falla de los sensores electrónicos, la electrónica del fondo del pozo.

De casos de estudio, se ha observado que dichos sensores y sus sistemas no están bien diseñados para aplicaciones de fondo de pozo, esto es debido a que la presencia de la electrónica de fondo de pozo es responsable de sólo un 20% de las fallas mientras que los problemas con los cables representaron más del 40% de los fracasos.

Por otra parte, en relación con el cable de fibra óptica, las técnicas de recubrimiento efectivo son requeridas para prevenir el Drift y para mejorar la exactitud de los datos obtenidos. También se explica la causa del Drift en la fibra óptica y se mencionan los tipos de cables y recubrimiento disponibles en la industria actual.

El Capítulo Uno es una introducción a los sensores permanentes y bien a los sistemas de monitoreo. También ofrece una breve historia sobre la evolución de los sistemas de monitoreo permanente y se discute la importancia para la industria petrolera.

El Capítulo Dos es una introducción a los sensores electrónicos. En este capítulo se plantea una visión general de diferentes tipos de sensores electrónicos utilizados en la industria, se describen los principios de funcionamiento y diseño de los dos sensores más utilizados en la industria: (1) Vibrating Beam Sensors y (2) Thickness Shear Mode Sensors, además de que se da una breve explicación al principio de lo que son los Sensores Mecánicos, los cuales actualmente son escasamente utilizados.

Posteriormente se examinan casos de estudio sobre sensores electrónicos, seguidos por una sección sobre las fallas en los Sensores Electrónicos Permanentes de Fondo de Pozo.

El Capítulo Tres habla sobre los Sensores de Fibra Óptica, como los Sensores de Fabry-Perot y Sensores de Fibra Óptica con Rejillas de Bragg (Fiber Bragg Grating Sensors). Este capítulo también da un vistazo a los Sensores de Temperatura Distribuida (Distributed Temperature Sensing) seguido por una sección sobre los retos que enfrentan los sensores de fibra óptica en la industria, además de casos de estudio de la aplicación de estos en México.

En el siguiente capítulo, el **Capítulo Cuatro** se mencionan a los sensores que se han desarrollado a partir de la tecnología en herramientas, como los Arreglos de Electrodo Permanentes.

El Capítulo Cinco trata sobre las tendencias actuales de los sensores permanentes de fondo.

Finalizando así con mis conclusiones y comentarios sobre el tema.

En cada capítulo, se menciona por lo menos un caso de estudio de la industria petrolera, esto con el fin de proporcionar información de las aplicaciones de los sensores de fondo de pozo para la adquisición de datos, monitoreo de yacimientos, y el control de un pozo. Las tasas de fracaso de algunos de los sensores y las razones de los diferentes tipos de fallas que se han encontrado también son discutidas, junto con soluciones probadas y posibles. Además, se analizan los

sensores disponibles en la actualidad, la tendencia a futuro que se prevé con respecto a los posibles cambios que puedan producirse en los sensores disponibles y cómo pueden ser utilizados.

Capítulo 1 - Introducción a los Sensores Permanentes de Fondo y Sistemas de Monitoreo

Los Sensores Permanentes de Fondo de Pozo y los Sistemas de Monitoreo Permanente, nos permiten adquirir en tiempo real datos del fondo del pozo y así tener un control automatizado de la producción. Por esta razón, el uso de los sistemas de monitoreo se han incrementado de manera importante en la industria petrolera actual. La adquisición en tiempo real de datos del fondo del pozo es crucial para un monitoreo exitoso de un yacimiento, así como la selección de las técnicas de producción.

Actualmente se requiere una gran cantidad de investigaciones en esta área de tecnología de sensores para aplicaciones petroleras, puesto que los sensores disponibles en la actualidad no conocen las demandas de la industria petrolera y las nuevas generaciones de estos sensores, no tienen gran mejoría en comparación con los sensores de las generaciones pasadas en cuanto a la exactitud. Ambos sensores, tanto los sensores de fibra óptica como los sensores electrónicos, tienen una exactitud de .001 [psi] y en cuanto al tiempo de vida, el promedio de vida de un sensor electrónico de cuarzo es de cinco años, a diferencia de los sensores de fibra óptica, los cuales duran más de 10 años, aunque todavía es demasiado pronto para determinar el promedio de vida; pero el problema no deriva en determinar la vida de los sensores de fibra óptica sino en las dudas sobre su fiabilidad.

Este trabajo muestra varios tipos de sensores ocupados en la industria petrolera actual, sensores que son usados en aplicaciones de monitoreo permanentes de pozo así como de seguimiento.

1.1 La Evolución de los Sensores Permanentes de Fondo

Durante los últimos 100 años, la exploración petrolera y su desarrollo han evolucionado a partir de técnicas sencillas, desde perforar un pozo en un yacimiento hasta el monitoreo de una producción compleja, mantenerla y/u optimizarla. La industria petrolera desde entonces ha crecido hasta

convertirse en una industria de miles de millones de dólares, además, las técnicas de exploración y explotación se han vuelto cada vez más complejas, así como también los yacimientos se han vuelto más difíciles de encontrar. El contar con datos precisos del fondo del pozo, se ha convertido en una necesidad para tener un monitoreo exitoso del yacimiento y así mismo de la producción.

Esta necesidad se debe a que los yacimientos de hidrocarburos disponibles, en la actualidad, se encuentran en entornos que presentan una gran cantidad de problemas técnicos cuando se trata del desarrollo. Hoy en día, las formaciones recién descubiertas tienden a ser cada vez más pequeñas y más difíciles de producir que las del pasado, donde se requieren mejores técnicas de recuperación con el fin de maximizar la rentabilidad de un proyecto. Para aplicar correctamente las técnicas de recuperación avanzadas, tales como la inyección de agua, inyección de vapor ó fracturamientos hidráulicos, entre otras, es necesario contar con datos precisos del fondo del pozo.

Para obtener datos precisos del fondo del pozo, se requieren sensores y sistemas de monitoreo permanente, que nos ayudarán a la optimización del monitoreo de los yacimientos así como también las técnicas de producción, proporcionando al ingeniero petrolero datos en tiempo real para tomar la decisión correcta de cómo manejar el ritmo de producción.

De igual forma, los Sensores Permanentes y los Sistemas de Monitoreo Permanente, nos ayudan a optimizar el monitoreo de los yacimientos junto con las técnicas de producción, proporcionando al Ingeniero Petrolero, datos en tiempo real para tomar una decisión correcta en un momento dado.

Ejemplos de estas decisiones son: ¿dónde hacer los disparos?, ¿hacer una inyección?, ¿es necesario o no un fracturamiento?, ¿hacer una acidificación o no? Los datos adquiridos por los sistemas de monitoreo permanente también permiten a los ingenieros petroleros diagnosticar problemas en los estranguladores, fugas en las válvulas, entre otros.

Por ello, el estudio de los sensores y los sistemas de monitoreo permanente es tan importante, los sistemas de monitoreo permanente, se han convertido en un aspecto fundamental en la tecnología de la industria petrolera. La necesidad de contar con datos precisos del fondo de pozo dio origen a la utilización de indicadores de superficie, pero más tarde se descubrió que los datos

adquiridos con los sensores de superficie, no eran lo suficientemente precisos para aplicarlos en las técnicas de recuperación de hidrocarburos.

Con el fin de obtener datos más precisos, fueron inventados los sensores bajados con línea de acero (o wireline), esto llevó a otras invenciones, como los sensores permanentes de fondo de pozo y a partir de estos, los sistemas de monitoreo permanente han estado evolucionando.

1.2 Definición de un Sensor Permanente

Un sensor puede definirse como un dispositivo que convierte magnitudes físicas (luz, presión, temperatura, gasto, etc.) en valores medibles de dicha magnitud, mostrando los cambios en las propiedades medidas en respuesta a una variación de la misma. Estos dispositivos pueden ser mecánicos, eléctricos o en forma de fibra óptica, pero como su nombre lo indica permanecen permanentemente en el fondo del pozo durante la vida productiva del mismo. En la industria petrolera, los sensores se utilizan para medir variables físicas del fondo del pozo. Las variables a evaluar son temperatura, presión, gasto, densidad, viscosidad, y resistividad eléctrica, dependiendo el sensor y el tipo de pozo que se tenga.

Los sensores permanentes de fondo de pozo, en su conjunto pueden ser parte de un sistema completo mediante el cual se miden variables físicas y a su vez, transmitir las a la superficie para la interpretación del ingeniero de yacimientos o el ingeniero de producción.

Los Sistemas de monitoreo permanente pueden impactar en gran forma las decisiones tomadas durante la producción de hidrocarburos y el desarrollo de un yacimiento. Sin embargo, los métodos tradicionales de monitoreo de yacimientos, no pueden ser totalmente descartados o apartados, más bien se pueden utilizar en combinación con sistemas permanentes de monitoreo ó como una referencia para evaluar la exactitud del sistema. De esta manera si se presenta un problema con el sistema de monitoreo, puede ser fácilmente detectado.

Los sistemas de monitoreo permanente del pozo, adquieren información más rápido que los métodos convencionales de adquisición de datos, mientras se hacen las mediciones, la

información se transmite a través de distintos medios de telecomunicaciones tales como la comunicación vía satélite. La información puede llegar al ingeniero petrolero responsable de interpretar los datos en tiempo real. La Fig. 1.1 es un diagrama donde se ilustra los componentes básicos de un sistema de monitoreo permanente, la supervisión y la dirección en que la información es transmitida hasta llegar al ingeniero petrolero en la oficina. Como se puede observar en el diagrama, los datos se transmiten al equipo de monitoreo a través de un enlace por satélite.

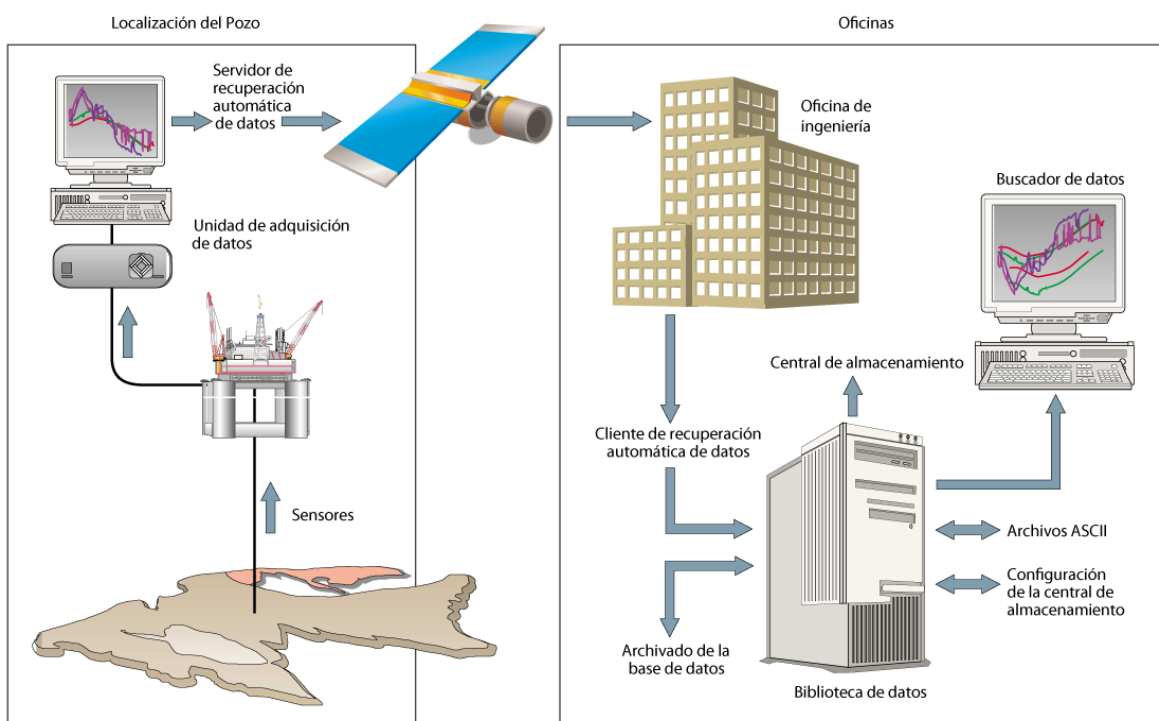


Fig. 1.1 – Componentes básicos de un Sistema de monitoreo permanente.

1.3 Aplicación de los Sistemas de Monitoreo Permanente

La tecnología ha hecho a los Sistemas de Monitoreo Permanente algo más que unos simples recolectores de datos. Con la reciente aparición de diversos tipos de software para la comunicación y la interpretación, un sistema de monitoreo ahora puede recopilar datos e interpretarlos. En algunos casos, puede tomar las medidas necesarias para controlar el pozo como el cierre de una válvula con una mínima intervención humana. Cuando un sistema de monitoreo

permanente es capaz de tomar ciertas medidas, como en el cierre de una válvula de bombeo neumático en base a los datos obtenidos por el sistema, con poca o ninguna intervención humana, es conocido como una terminación inteligente.

Los Pozos Inteligentes (o con Terminaciones Inteligentes) fueron concebidos inicialmente como alternativas a las intervenciones costosas o técnicamente difíciles, hoy en día los Pozos Inteligentes y los Campos instrumentados nos pueden ayudar a incrementar la recuperación de hidrocarburos en una forma menos costosa, comprobar el potencial de los nuevos descubrimientos y reducir significativamente la producción de agua así como también apuntan a incrementar las reservas y acelerar la producción, ya que el descubrimiento de muchas de las reservas de hidrocarburos son el resultado de la innovación y el avance de la tecnología.

Una terminación inteligente es un sistema de monitoreo del pozo, que hasta cierto punto es capaz de manejar la producción del campo con poca necesidad de intervención humana. Maximiza la producción del campo mediante el análisis de los datos obtenidos con los sensores permanentes de manera continua. La terminación inteligente está diseñada para durar toda la vida útil del pozo, pero en realidad, el 55% de la mayoría de los sensores electrónicos de fondo de pozo reportan fallas de registro en menos de cuatro años.

Para lograr esta forma de gestión automatizada de un campo, un ciclo de retroalimentación conecta el sistema de monitoreo a unos controles subsuperficiales. Conforme los datos son obtenidos, estos son interpretados y a su vez se toman las medidas necesarias para evitar una costosa reparación del pozo. Debido a los altos costos de las terminaciones inteligentes y los sistemas de monitoreo permanente en general, sólo los pozos costa fuera, suelen justificarlos como un gasto necesario, situación que debería de cambiar para beneficio de nuestros pozos en general.

Esto es debido a que las intervenciones de estos pozos superan el costo de una terminación inteligente. Además, los altos ritmos de producción de los pozos en costa fuera pagan por si mismos la inversión. Otros pozos donde se aplica la tecnología de las terminaciones inteligentes es en pozos en tierra con un alto ritmo de producción en zonas muy remotas. Una vez más, esto se debe a una operación de reacondicionamiento de pozos, ya que estos serán más caros que una

terminación inteligente, así que una terminación inteligente es una opción económica. Proporciona la capacidad de controlar las variables del fondo del pozo en tiempo real, puesto que la cantidad de los datos obtenidos es mucho mayor que los datos obtenidos a través de métodos que son más tradicionales. Todos estos factores ayudan a que el ingeniero de producción o de yacimientos tome decisiones efectivas durante el desarrollo de la vida productiva de un pozo.

1.4 Características de los sensores de presión y temperatura

A continuación se presentan las definiciones básicas, que caracterizan a los sensores de presión:

1.4.1. Parámetros Estáticos:

1.4.1.1 Rango: Es el valor máximo que el sensor de presión o temperatura que puede registrar. Por encima de este valor, la medida de presión es defectuosa, como es de esperar.

1.4.1.2 Precisión (Accuracy): Se refiere a cuán cercana es la medida registrada por el sensor a la presión real. Por lo general durante la etapa de calibración se ajusta la precisión del sensor al comparar la presión esperada o real con un probador de pesos muertos. El error absoluto máximo es de ± 2 [psi]. También es considerada como la suma algebraica de todos los errores que influyen en la medición de presión, como son los siguientes:

- La Desviación Media Cuadrática (MQD por sus siglas en inglés) es una medida para la calidad del ajuste matemático de la respuesta del sensor a una temperatura constante. Este parámetro es una función de la linealidad del transductor (es decir, la proximidad de una curva de calibración a una línea recta especificada) y del procedimiento de calibración (es decir, el coeficiente de la escala y la función polinómica utilizada), como se muestra en la Fig. 1.2.

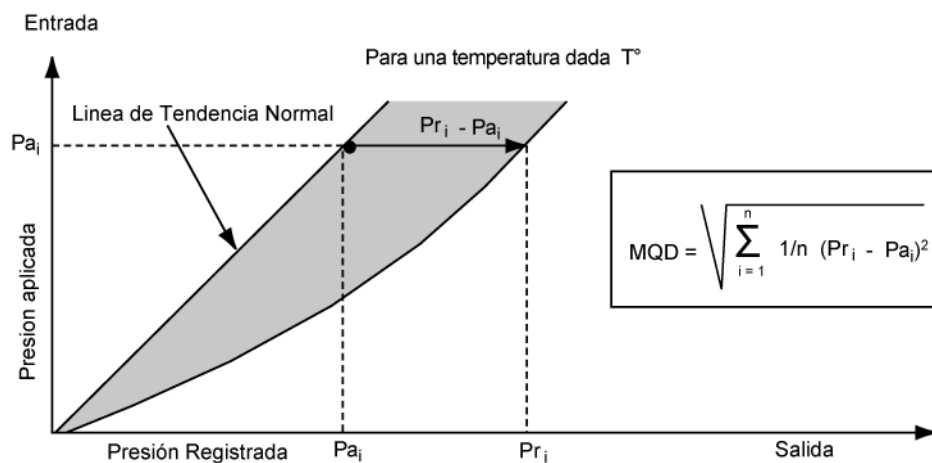


Fig. 1.2 - Desviación Media Cuadrática (MQD).

- Histéresis, que es la más alta discrepancia de la señal enviada entre un incremento y decremento de presión ó temperatura para un mismo nivel de presión, como se muestra en la Fig. 1.3.

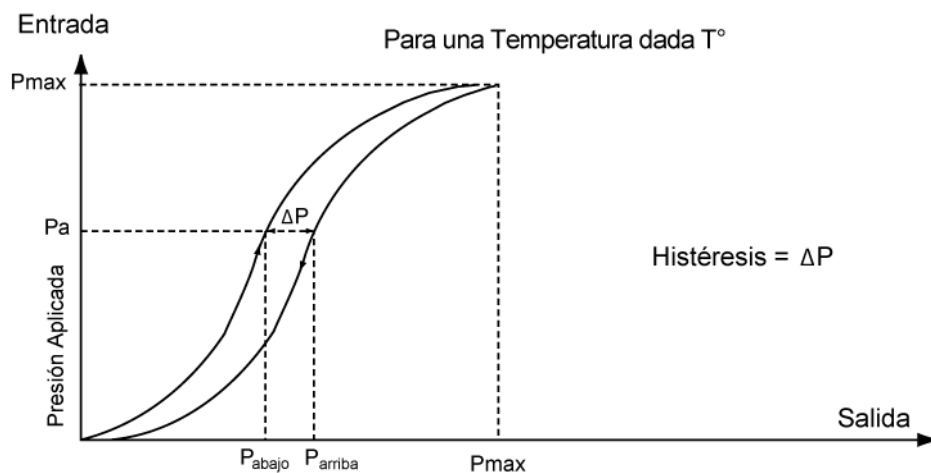


Fig. 1.3 – Histéresis.

- La Repetibilidad, que se define como la discrepancia entre dos mediciones consecutivas de una determinada variable (presión y/o temperatura). La repetición no se ve afectada por la histéresis, ya que las mediciones se realizan utilizando el mismo procedimiento, Fig. 1.4.

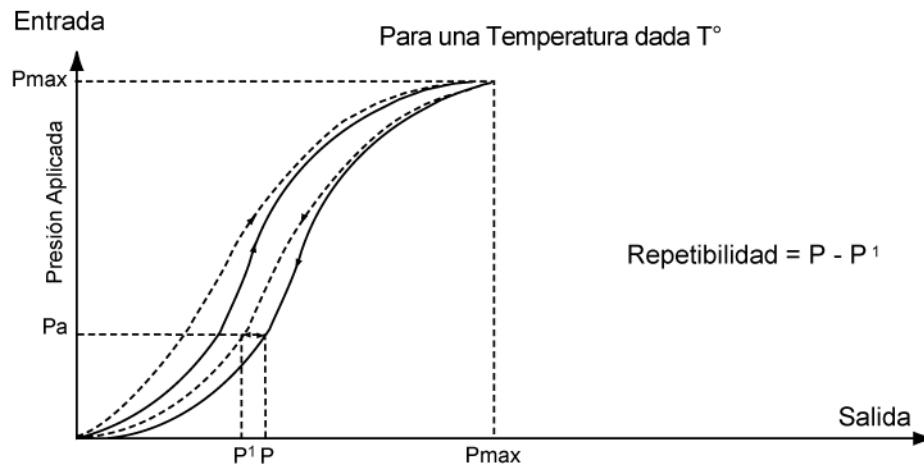


Fig. 1.4 – Repetibilidad.

1.4.1.3. Resolución (Resolution): Esta se refiere al valor mínimo del cambio de presión o temperatura que puede registrar el sensor. El rango de resolución puede variar entre 0.01 [psi] a ± 2 [psi], que es lo común en un sensor tipo mecánico (Amerada). La Fig. 1.5 ilustra el efecto de resolución no adecuada. Los puntos de presión tienen la tendencia a no variar hasta tanto no hay un cambio en la presión real, de más de 5 [psi] (en este caso).

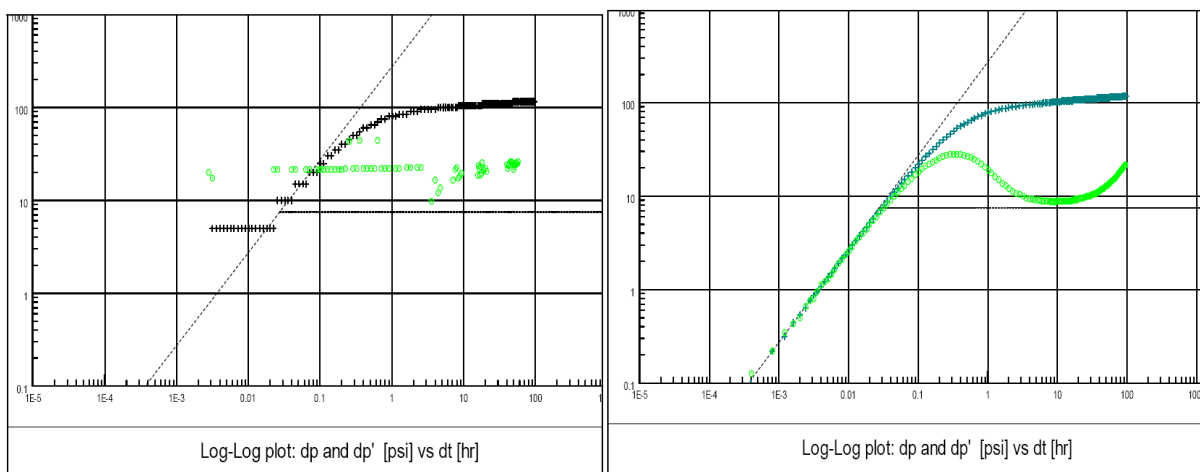


Fig. 1.5 - Comparación en Resolución.

1.4.1.4. Tiempo de respuesta (Response time): El tiempo de respuesta se refiere al tiempo necesario para que el sensor indique la presión o temperatura, según sus especificaciones, luego de un cambio brusco en la variable medida.

1.4.1.5. Estabilidad (Drift): Es la propiedad del sensor de mantener sus propiedades en el tiempo. Por lo general el rango de variación del valor del Drift puede ser de 0.1 [psi/día] para un sensor de cuarzo, hasta de 2 [psi/día] para un sensor de tipo capacitor. Se pueden definir tres niveles de estabilidad:

- Estabilidad de corto plazo para el primer día de la prueba.
- Estabilidad a medio plazo para los seis días siguientes de la prueba.
- Estabilidad a largo plazo por un mínimo de un mes.

1.4.1.6. Frecuencia de muestreo (Sampling Rate): Esta característica se refiere a la frecuencia de la adquisición de los datos de presión o temperatura. Por ejemplo, un valor de presión adquirido o leído cada segundo, es muy común en sistemas de adquisición en tiempo real, que significa la lectura en superficie de los datos de presión registrados en el fondo del pozo a medida que se adquieren.

1.4.2. Parámetros Dinámicos: Estos parámetros describen el comportamiento de un transductor en condiciones dinámicas y se clasifican en:

- a) Respuesta transitoria durante la variación de temperatura: La respuesta del sensor es monitoreada bajo condiciones de temperatura dinámica, mientras que la presión aplicada se mantiene constante. El error máximo representa la diferencia máxima entre la presión aplicada y la salida del sensor estabilizado. Por consenso general, el tiempo de estabilización representa el tiempo necesario para estar dentro de 1 [psi] de la presión estabilizada. El desplazamiento representa la diferencia entre la presión inicial y final. Este parámetro proporciona, para una variación de temperatura dada, el tiempo necesario para obtener una medida de presión confiable.

- b) Respuesta transitoria durante la variación de la presión: La respuesta del sensor es registrada antes y después de una variación de presión, mientras que la temperatura se mantiene constante. El error máximo y el tiempo de estabilización se miden como se describió anteriormente, para una variación de temperatura.

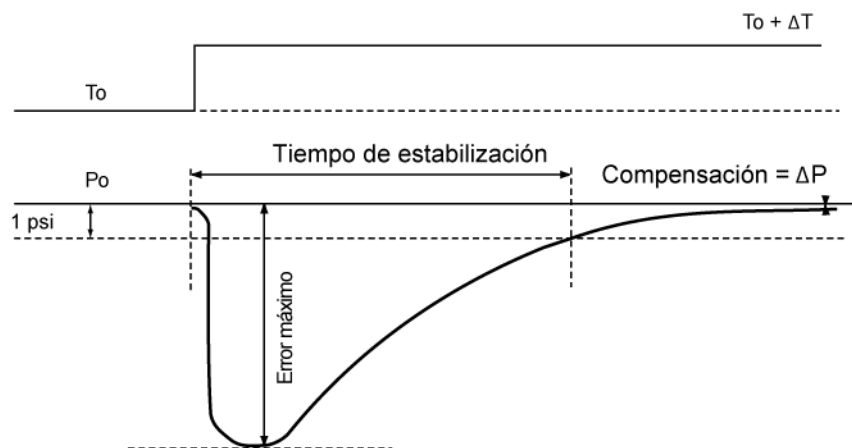


Fig. 1.6 - Respuesta transitoria durante la variación de temperatura.

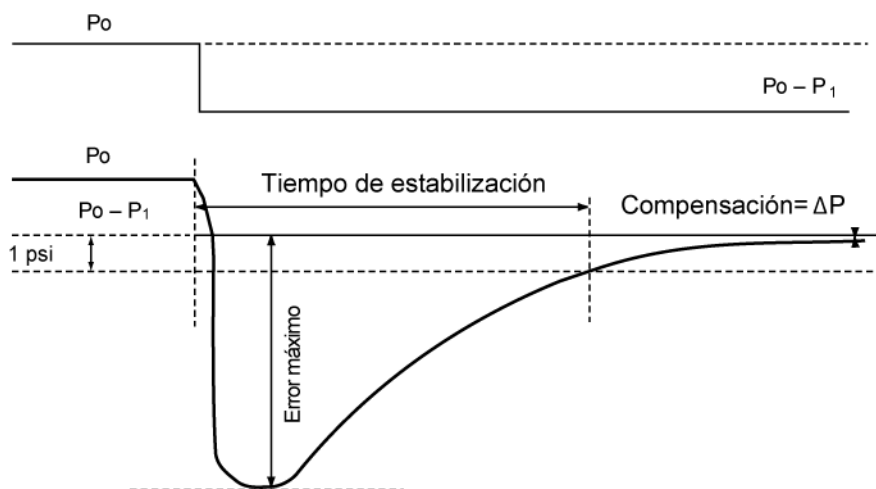


Fig. 1.7 - Respuesta transitoria durante la variación de la presión.

Capítulo 2 – Sensores Mecánicos y Sensores Electrónicos.

2.1 Medidores Mecánicos

Los Sensores o Medidores Mecánicos se utilizan normalmente como una copia de seguridad para los sensores electrónicos en las condiciones más extremas, estos solo se ocupan para altas presiones y temperaturas, es decir por encima de los 176[°C](350 [°F]), y se utilizan como indicadores principales de los pozos. Respecto a los sensores mecánicos, estos han tenido un resurgimiento en los últimos años alrededor de todo el mundo.

El sensor mecánico más utilizado en los últimos años es conocido como “Amerada”, el cual funciona con un espiral de Bourdon, que es un tubo que gira a medida que va aumentando la presión y a la vez se inscribe una marca en una tabla con un lápiz óptico. Calcula las presiones de depósito de las deformaciones de la aguja en la tabla, y compara la desviación contra las presiones que se aplicaron en el indicador durante la aplicación.

Los sensores de presión Amerada, no solo miden presión sino también temperatura para obtener los datos estimados, estos sensores de temperatura utilizan el mismo principio base que los sensores de presión.

La duración de grabación de los sensores se rigen por un reloj mecánico de temperatura, que se instala en el interior del cuerpo, estos relojes por lo general trabajan en un rango de 60, 120 o 240 hrs, estos relojes cuentan con tornillos dobles o sencillos, los cuales permiten modificar dichos rangos y así configurarlos para una mayor duración.

Los sensores mecánicos (Amerada, Kuster, Leutert, entre otros) proporcionan lecturas relativamente exactas, además su mantenimiento no es caro y son sencillos de calibrar e instalar.

Con la mejoría de los medidores mecánicos se logro satisfacer las demandas de la Alta Presión y Alta Temperatura (HP/HT por sus siglas en ingles), las cuales no eran posibles con los sensores

electrónicos, algunos proveedores de estos servicios se han centrado en la mejoría de los resultados que se pueden obtener a partir de este tipo de sensores.

Usando procedimientos mejorados de calibración y con la ayuda de lectores semi automatizados, estos medidores se han convertido en sensores más útiles a comparación de cómo eran anteriormente, los datos registrados por los lectores gráficos pueden estar en formato electrónico, para que después, puedan ser utilizados en cualquier paquete de software de análisis de presión transitoria.

En la Fig. 2.1 se muestra del lado izquierdo, el elemento mecánico del sensor que registra la presión, el cual cuenta con un tubo tipo Bourdon en forma de espiral en el centro de este. En la figura del lado derecho se muestra el elemento encargado de registrar la temperatura.

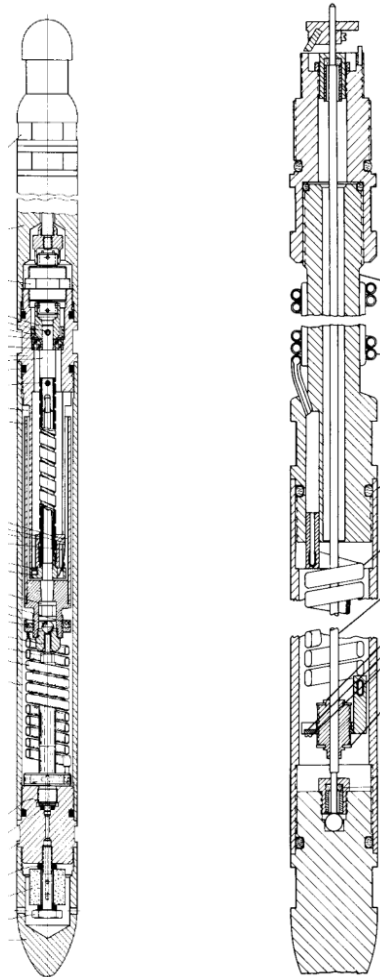


Fig. 2.1 - Sensores Mecánicos de Presión y Temperatura Marca Kuster K-2 (1") y K-3 (1 ¼").

2.2 Sensores Electrónicos

Este capítulo presenta los tipos de sensores electrónicos que son ocupados dentro de la industria petrolera. Se da una breve explicación de los diferentes sensores electrónicos que se utilizan y luego se examinan a detalle los principios y el diseño de los dos sensores electrónicos más utilizados: Vibrating Beam Sensors y Thickness Shear-Mode Sensors. En las secciones posteriores de este capítulo, se da un vistazo a casos de estudio en la industria así como los fracasos que se han tenido, de igual forma a partir de casos de estudio y estudios mismos sobre las fallas en la calibración de los sensores, se puede demostrar que el principal problema con los Sensores Electrónicos es la presencia de la electrónica del fondo del pozo y las partes móviles de los mismos. Actualmente se requiere una mayor investigación en esta área para reducir la limitación de este tipo de sensores.

2.2.1 Strain Gauges (Sensores de Deformación/Tensión)

Un Strain Gauge consiste en una resistencia sensible a las deformaciones, conectada directamente a un sensor, cuando el sensor es sometido a una fuerza (presión) también es sometido a un desplazamiento y por lo tanto cambia la geometría de la resistencia (en cuanto a longitud) y por lo tanto genera un cambio en esta. La tecnología de los Strain Gauges está basada en la relación entre el cambio en la resistencia y la fuerza aplicada a una temperatura dada.

El Strain Gauge se une a una placa metálica y se conecta eléctricamente a un circuito de resistencias tipo puente, a medida que la placa se deforma debido a la presión se puede observar un cambio en el voltaje del orden de pocos mili-volts, los circuitos electrónicos sirven para amplificar el voltaje y producir una lectura la cual se puede almacenar. Sin embargo, este circuito no es muy estable con la temperatura y genera lo que comúnmente se llama “drift”, sobre todo en los modelos anteriores, además el Strain Gauge por si mismo sufre un poco de Histéresis por la precisión de los efectos del mismo.

Sin embargo el Strain Gauge fue, probablemente, el primer competidor de los sensores mecánicos, aunque las primeras versiones tenían una capacidad de memoria muy limitada así como también

los rangos de muestreo, los cuales se ajustaron posteriormente, estos indicadores representaron un avance significativo en la tecnología de los sensores.

Con el uso generalizado de las computadoras portátiles e interfaces más avanzadas, estos medidores de voltaje se hicieron más funcionales, además, con la incorporación de un microprocesador dentro de los sensores, los sensores alteraron sus rangos de muestreo basándose en los cambios de presión haciéndolos de alguna manera “inteligentes” y más precisos, estos sensores fueron un avance muy importante en la época de los 80's.

2.2.2 Introducción a la electrónica de los Sensores de Cuarzo (Quartz Sensors)

Los componentes típicos de un sistema electrónico utilizado para medir la presión de fondo se muestra en la Fig. 2.2, donde se indican los diferentes componentes de un Sensor de Presión Electrónico, así como la conexión del cable a la superficie y la ubicación del elemento de cuarzo también se pueden ver en la Fig. 2.2. Comúnmente, los Sensores Electrónicos modernos son los sensores de cuarzo y de zafiro. Estos sensores generalmente vienen junto con la electrónica necesaria para proporcionar una alta resolución (0.001 [psi]) a un amplio rango de temperatura (0-2000 °C) y variaciones de presión (0 - 15 [kpsi]). Actualmente la mayoría de los sistemas instalados para medir la presión y temperatura de fondo son sistemas electrónicos.

Anteriormente, los sistemas electrónicos utilizado para la tecnología de los Strain gauges para medir la presión, pero esta tecnología no proporcionaba una muy buena resolución (0.01 [psi]), además, la variación de la estabilidad (drift) en los Strain gauges (> 10 [psi/año]) es mayor que la variación de la estabilidad (drift) en los sensores de cuarzo (<7 [psi/año]). Los diferentes tipos de sensores electrónicos de cuarzo se utilizan para medir las variables de fondo, incluyendo los Sensores de Capacitancia de Cuarzo, los Sensores Piezoeléctricos y los Vibrating Beam Sensors. Hoy en día, el Sensor de Resonancia de Cuarzo, (que utiliza un efecto inverso al de los sensores piezoeléctricos para inducir al resonador a vibrar a su frecuencia de resonancia mecánica) ha sido la tecnología de los sensores primarios utilizados en la medición de la presión de fondo de pozo. Este sensor es uno de los más flexibles para medir las variables físicas del fondo del pozo. También exhibe el más alto grado de precisión (<0,001 [psi]) en la medición de la presión hasta el momento.

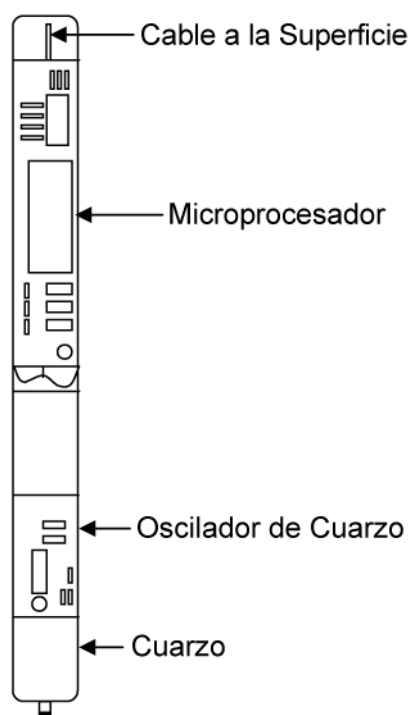


Fig. 2.2 - Componentes de un Sensor Electrónico basado en un Sensor de Fondo Permanente de Pozo.

La necesidad de que los sensores puedan hacer lecturas más precisas, a pesar de las condiciones ambientales severas del fondo ha llevado a mejorar la fiabilidad y la resistencia de los sensores disponibles en la industria actual. Las demandas del mercado han dado lugar a diámetros reducidos, soportar una mayor presión y a sensores con mayor capacidad de medir mayores temperaturas.

Los sensores clasificados como de alta presión y alta temperatura (HP/HT) están destinados a entornos de profundidad donde el tamaño del pozo disminuye con la profundidad. La demanda por obtener mediciones exactas ha llevado también a una nueva tendencia de usar dos sensores de presión o más, donde comúnmente solo era instalado un sensor permanente de fondo, como se muestra en la Fig. 2.3. Esto es una ventaja que nos da mayor fiabilidad en el tiempo porque uno de los sensores se puede utilizar para verificar las lecturas o convertirse en una fuente de medición alternativa cuando el otro sensor falle.



Fig. 2.3 – Arreglos típicos de sensores.

El término de sensor hace referencia al transductor, junto con la electrónica y su carcasa de metal. El transductor se refiere a la parte activa del sensor cuya propiedad se modifica en respuesta a cambios en las variables físicas medidas. Estas variables incluyen la presión, temperatura o algún otro parámetro que permita al ingeniero petrolero determinar el movimiento y la dirección de los fluidos en el pozo.

2.2.3 Sensores de Cuarzo No- Resonantes

Existen tres tipos de Sensores de Cuarzo No Resonantes: Sensores Piezoeléctricos Dinámicos, Sensores de Capacitancia y Sensores de Tubo de Bourdon.

2.2.3.1 Sensores Piezoeléctricos Dinámicos

Los Sensores Piezoeléctricos Dinámicos funcionan por el principio del efecto piezoeléctrico directo. Es decir, cuando se ejerce una fuerza sobre un elemento piezoeléctrico, se genera un voltaje. El voltaje generado se amplifica y se mide para determinar la presión aplicada. Cuanto mayor sea la presión aplicada, mayor es el voltaje medido, en otras palabras, el voltaje medido es directamente proporcional a la presión aplicada. Los voltajes de los sensores piezoeléctricos dinámicos generalmente decaen rápidamente debido a la auto-descarga, por lo tanto, el circuito del sensor dinámico debe de estar diseñado de tal modo que el voltaje máximo generado por la fuerza aplicada se registre y procese rápidamente. Debido a este efecto de auto-descarga, los transductores dinámicos no son adecuados para el estado estacionario o para cambios muy lentos de presiones.

La Fig. 2.4 es un diagrama de un Sensor de Presión Piezoeléctrico. En el diagrama se muestra el amplificador el cual "aumenta" el voltaje generado. La parte inferior del sensor piezoeléctrico se ha amplificado para poder ver el diafragma y el cristal de cuarzo. El diafragma se encarga de convertir la presión aplicada en fuerza, que a su vez genera un voltaje. Los rangos de frecuencia de los sensores piezoeléctricos van desde 2 a 10 [MHz].

Una de las limitaciones de este tipo de sensores es que la calidad de los resultados, disminuye con la exposición a los esfuerzos térmicos, la disminución de la calidad ocurre debido a cambios de corriente en la frecuencia de respuesta causada por el rápido cambio de temperaturas.

Los cambios en la frecuencia de respuesta provocan lecturas de presión inexactas como todos los cambios en la frecuencia de respuesta atribuidos a la presión.

Por otra parte, los Sensores Piezoeléctricos tienen un comportamiento estable a través del tiempo cuando la temperatura ambiente es relativamente constante. Las técnicas de calibración se utilizan para ajustar las lecturas de presión tomando en cuenta los esfuerzos térmicos, esto ayuda a mantener la calidad de los resultados y por lo tanto la fiabilidad del sensor.

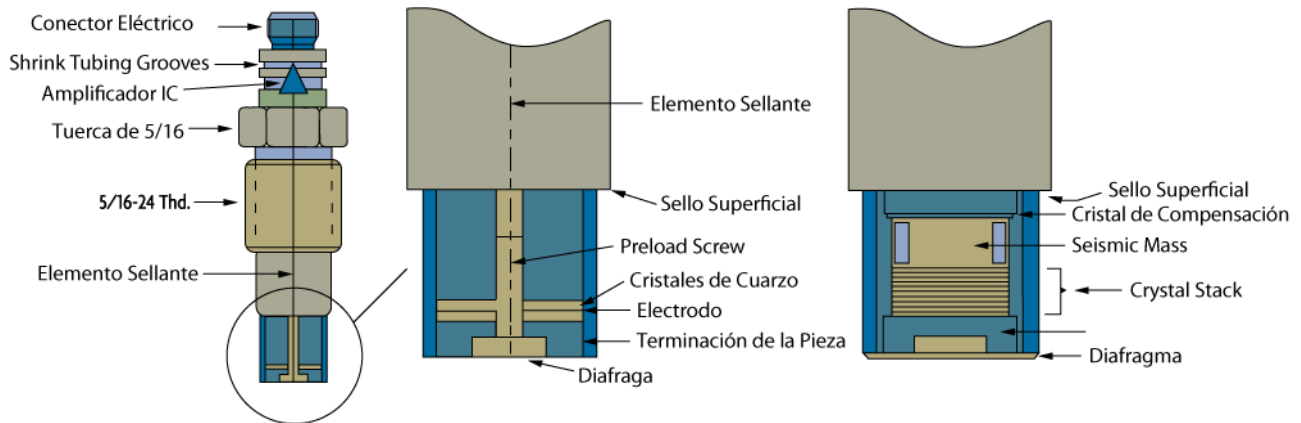


Fig.2.4 - Sensor de Presión Piezoeléctrico.

Irónicamente, el alto índice de deterioro que se produce en los Sensores Dinámicos Piezoeléctricos los hace los adecuados para los sistemas de medición que tienen cambios rápidos de presiones (100s de [psi/s]). La señal análoga (voltaje) del sensor dinámico, puede ser registrada en un periodo de tiempo mucho más corto que el de la señal digital (frecuencia) de un sensor resonante. Una frecuencia digital tiene que ser tomada en un período de tiempo corto (normalmente $< 1[s]$), tiempo durante el cual la señal es un promedio.

El elemento piezoeléctrico puede consistir de cuarzo cristalino, o de cerámicas piezoeléctricas fabricadas por el hombre, dependiendo de la sensibilidad preparada, la resolución y las temperaturas requeridas. En la tabla 2.1 se muestran las propiedades de tres elementos piezoeléctricos, donde podemos observar cómo la propiedad requerida del sensor de presión determina la selección del elemento apropiado. La temperatura de Curie es la temperatura a la que el elemento pierde su propiedad piezoeléctrica, mientras que el Q mecánico (Calidad Mecánica) es una medida de la frecuencia de resonancia.

Propiedad	Símbolo	Elemento Piezoeléctrico		
		Titanato de Bario	Titanato Zirconato de Plomo	Cuarzo
Q Mecánico	Q_m	720	80	> 1000
Temperatura de Curie	°C	120	300	573
Densidad	$10^3 \text{ [Kg/m}^3\text{]}$	5.6	7.8	2.65
Constante Elástica	10^{10} [N/m]	11.5	6.3	2.94

Tabla 2.1 - Propiedades de los elementos piezoeléctricos.

El voltaje generado en un sensor piezoeléctrico se puede expresar matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$V = \frac{Q_f}{C} \quad (2.1)$$

Donde: V = Voltaje medido en volts [V],

Q_f = Carga resultante de la fuerza de la presión aplicada en Coulombs [C],

C = Capacidad del dispositivo en Faradios [F].

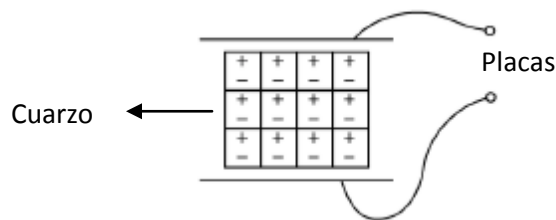


Fig. 2.5 – Sensor Piezoeléctrico.

La Fig. 2.5 muestra el principio de un sensor basado en el efecto piezoeléctrico. Un cristal de cuarzo se coloca entre dos placas de metal para hacer un capacitor. La Presión provoca una fuerza externa la cual es aplicada en las placas, y de este modo se da una deformación en los cristales, esa deformación de los cristales resulta en una carga, la cual es una función de la fuerza aplicada.

Para aplicar el principio del efecto piezoeléctrico en las mediciones de presión, uno debe ser capaz de medir la carga resultante sobre el cristal. Generalmente el cristal de cuarzo se coloca entre dos placas de metal para formar un capacitor, la presión provoca una fuerza externa la cual es aplicada a las placas, dándose una deformación en los cristales. De modo que los cristales actúan como transductores de presión convierten la presión en una carga eléctrica, la cual es posiblemente medible.

2.2.3.2 Sensores de Capacitancia

Uno de los métodos más comunes de diseño de un sensor de capacitancia es el uso de uno o más diafragmas metálicos para formar una unidad de detección de capacitancia, la capacitancia de dicha unidad va a cambiar en respuesta a la presión aplicada. En la mayoría de los casos, el cambio en la capacitancia es convertido a una frecuencia haciendo la unidad un elemento en un circuito de retroalimentación dentro de un oscilador. Uno puede medir la presión aplicada midiendo la frecuencia de resonancia. El tener presiones bajas permiten mediciones exactas, esto es porque a bajas presiones (tales como la presión atmosférica) la respuesta de la unidad de detección no se ve afectada (retrasándose) por la fricción interna.

Por otro lado, a una alta presión y alta temperatura, tales como las condiciones que se tienen en los pozos de aceite y gas, la unidad se comprime causando un aumento en la fricción interna. Para mantener las condiciones tales como la baja histéresis (0,01 [%]) y buena resolución (0,001 [psi]), es necesario contar con ciertos materiales de buen comportamiento. Algunos fabricantes utilizan la sílice fundida que es obtenida del cuarzo. Este último tiene un coeficiente térmico muy bajo y un comportamiento elástico ideal, ya que el comportamiento elástico del sílice de cuarzo ayuda a mantener la baja histéresis (0,01 [%]) necesario para mediciones exactas. A pesar de ello, cualquier elemento del sensor que es utilizado para medir la presión tiene que ser compensado (calibrado) por la temperatura para conseguir la precisión requerida en las mediciones en un campo petrolero. Los ajustes para los efectos de temperatura son realizados mediante las técnicas de calibración, las cuales se discutirán posteriormente.

El diseño básico de un sensor de capacitancia consiste en dos placas paralelas, formando un capacitor separadas por aire o vacío, esto se ilustra en la Fig. 2.6.

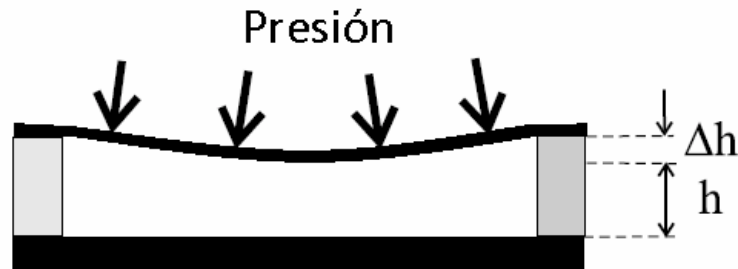


Fig. 2.6 - Diseño básico de un Sensor de Capacitancia.

La capacitancia del sensor con una superficie denotada como “A”, y la distancia entre las placas como h, viene dada por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{\varepsilon_0 A \varepsilon}{h} \quad (2.2)$$

Donde: ε_0 = Permitividad dieléctrica del espacio libre 8.85×10^{-12} [F/m]

ε = Constante dieléctrica relativa del material entre las placas (la ecuación es válida sólo cuando $h \ll \sqrt{A}$).

C = Capacitancia (unidad de capacitancia en Faradios) [F].

h = Distancia entre las placas [m].

Los **Sensores de Capacitancia** son similares a los **Sensores Piezoeléctricos**, la diferencia es que los sensores piezoeléctricos utilizan elementos piezoeléctricos como el material dieléctrico entre las placas, mientras que los sensores de capacitancia usan vacío, aire, o algún otro material dieléctrico de película común. La Fig. 2.7 es una ilustración de un sensor de presión basado en capacitancia. Como se puede observar en el diagrama, la presión provoca una flexión en el diafragma, lo que resulta en un cambio en la capacitancia. Un circuito de puente detecta el cambio en la capacitancia.

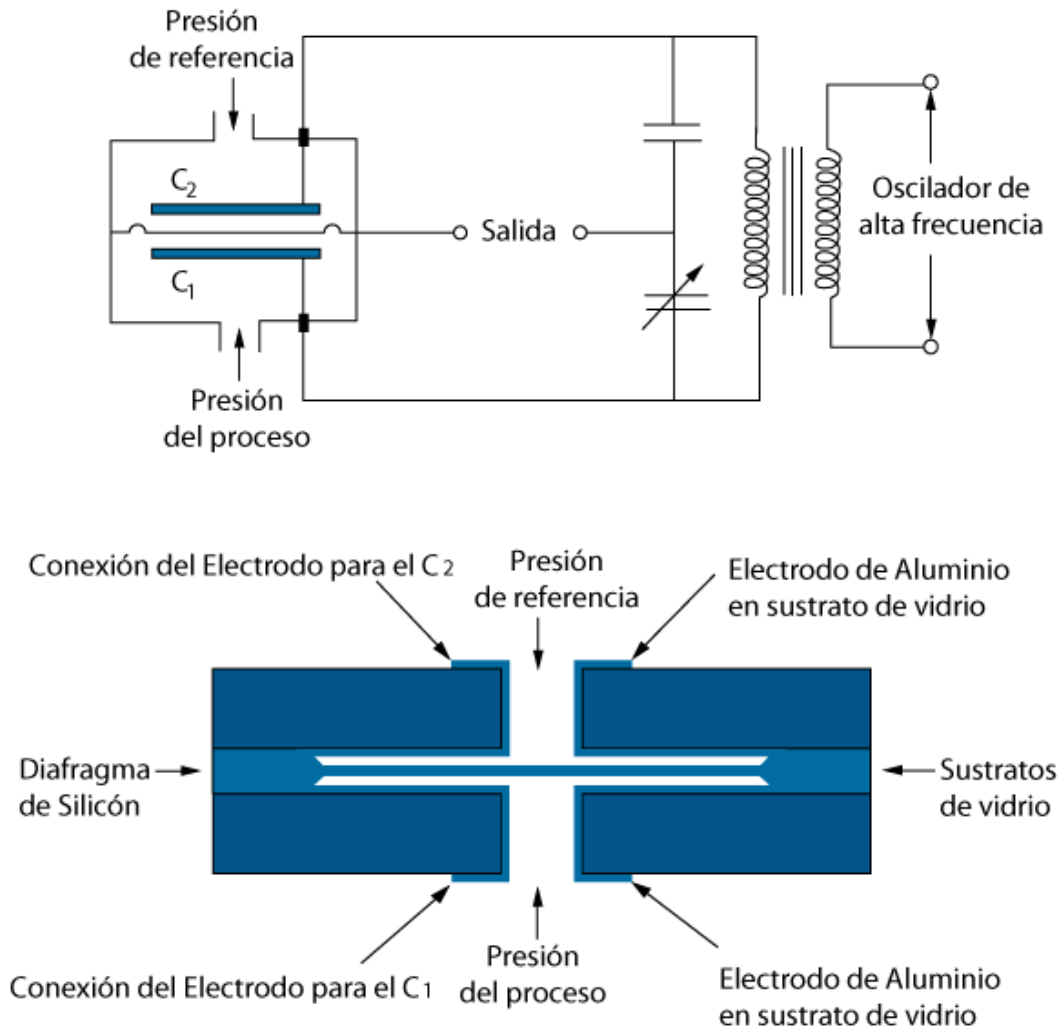


Fig. 2.7 – Celda de Presión basada en capacitancia.

2.2.3.3 Sensores de Tubo Bourdon

El comportamiento plástico ideal y el bajo coeficiente de expansión del cuarzo fundido han encontrado su aplicación tanto en los sensores de presión del tubo Bourdon como en los gravímetros. En el caso de los sensores de presión de tubo Bourdon de cuarzo fundido consisten en un espiral helicoidal hecho con un cristal de cuarzo fundido, con unas dimensiones de unos 2.5 cm de diámetro por 3.6 cm de longitud. La presión aplicada a la hélice provoca que serpentín se

relaje. En la mayoría de los casos, se utiliza una técnica de retroalimentación de equilibrio de fuerzas para aplicar una fuerza de oposición y así evitar que el serpentín se relaje. La corriente necesaria en el mantenimiento del equilibrio es una medida de la presión aplicada. Debido a la fragilidad de este tipo de sensores, estos se utilizan principalmente en laboratorios como un estándar de presión secundaria o en reguladores de presión. La fragilidad del sensor no permite su aplicación en campo dentro de la industria petrolera a pesar de que es capaz de hacer mediciones precisas con una buena resolución (<0.001 [psi]). La Fig. 2.8 muestra los tres diseños básicos para los sensores de Tubo Bourdon, el Bourdon “C”, tipo espiral y el tipo helicoidal.

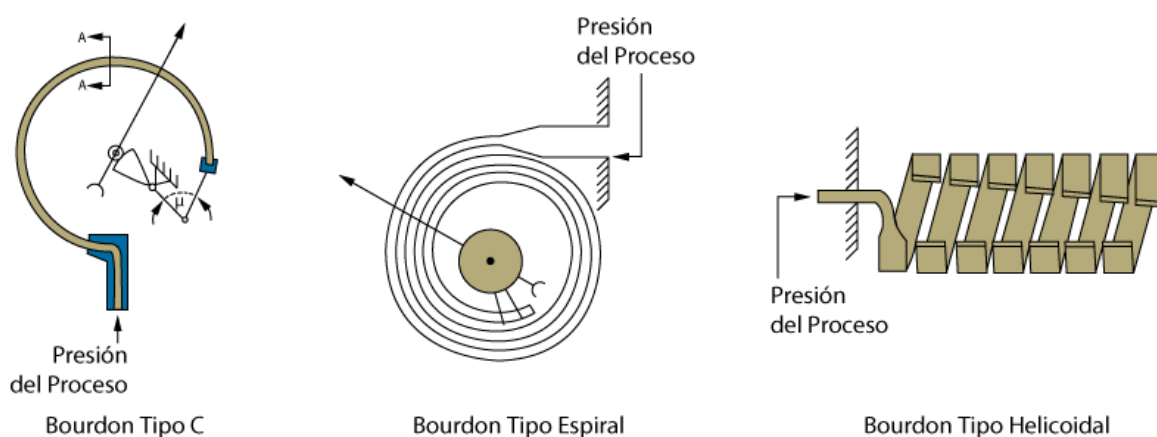


Fig. 2.8 - Diseños Tubo de Bourdon.

2.2.4 Sensores de Cuarzo Resonante

Los Sensores de Cuarzo Resonante son los sensores de presión más utilizados en la industria petrolera, esto se debe a la inercia química y a la alta elasticidad del cuarzo (la alta elasticidad se refiere al comportamiento mecánico de los materiales, el cuarzo proporciona consistentes ciclos repetitivos los cuales son necesarios para contar con un buen sensor resonante, además que la histéresis que presenta es prácticamente despreciable). Otra importante ventaja de un Sensor de Resonancia es su capacidad de generar señales digitales que envían información directamente a un reloj estable en un microprocesador. El cuarzo es prácticamente “perfectamente elástico” hasta su punto de ruptura. Las limitaciones comunes de un sensor de resonancia son su sensibilidad a las variaciones de temperatura (0.2 [%] por cada 1000 [°F]), las vibraciones, y las correlaciones no lineales mostradas entre la presión aplicada y la frecuencia de resonancia.

La Fig. 2.9 es un ejemplo de un Sensor Resonante de Presión conectado por medio de cable, en este sensor, un componente estático tiene el cable en un extremo, y el diafragma de detección en el otro. Un circuito oscilador provoca que el cable oscile en su frecuencia de resonancia. Un cambio en la presión modifica la tensión del cable, que a su vez transforma la frecuencia de resonancia del cable, un circuito contador digital detecta este cambio. Hay dos tipos de sensores de cuarzo resonante: Thickness-Shear Mode Sensors y Vibrating Beam Sensors.

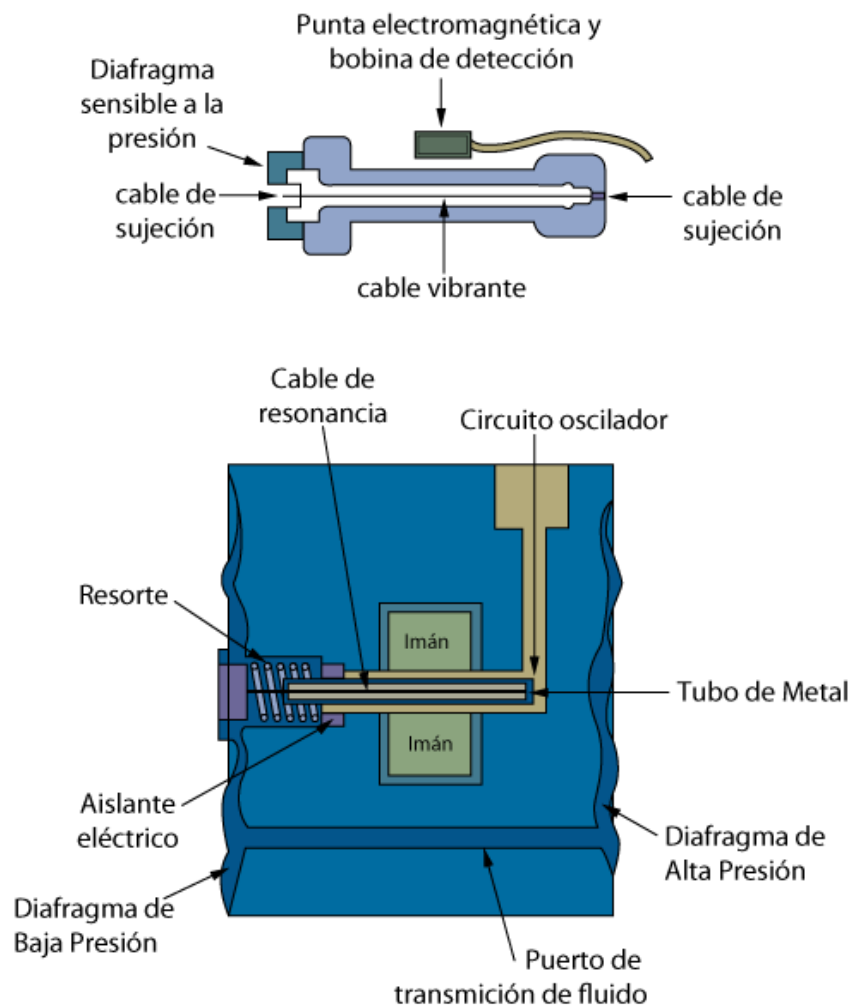


Fig. 2.9 - Transductor Resonante de Presión.

2.2.4.1 Thickness-Shear Mode Sensors

Los Sensores de Cuarzo Thickness-shear mode se basan en el efecto de la fuerza-frecuencia de los resonadores de cuarzo de precisión: si la fuerza es ejercida sobre la circunferencia de un resonador de cuarzo, la frecuencia cambiará en proporción a la fuerza aplicada, este sensor también se conoce como un sensor de volumen de ondas acústicas (bulk acoustic wave sensor). Por lo general, consiste en láminas de cuarzo piezoeléctrico con electrodos de metal en las caras opuestas, en la mayoría de los casos las placas son de forma circular. El líquido en cuestión interactúa con la superficie de cuarzo y la energía mecánica es liberada, esta energía mecánica provoca un cambio en la frecuencia de resonancia, que es proporcional a la presión del fluido. El efecto piezoeléctrico inverso en el sensor Thickness-shear mode se utiliza para producir una vibración que responde proporcionalmente al voltaje. La Fig. 2.10 es un diagrama esquemático de un sensor Thickness-shear mode. La Sensibilidad a la presión para el sensor de presión Thickness-shear mode puede ser expresada como un cambio de frecuencia con respecto a la presión, dividido por la frecuencia del sensor a presión y temperatura ambiente. En la Fig. 2.10 se muestran dos versiones de empaque: (A) una versión de dos puntos de montaje y (B) una versión de tres puntos de montaje. El resonador de cuarzo al vacío se mantiene en los extremos en dichas configuraciones para maximizar la calidad mecánica (Q_m), la cual es una medida de la calidad de la frecuencia de resonancia.

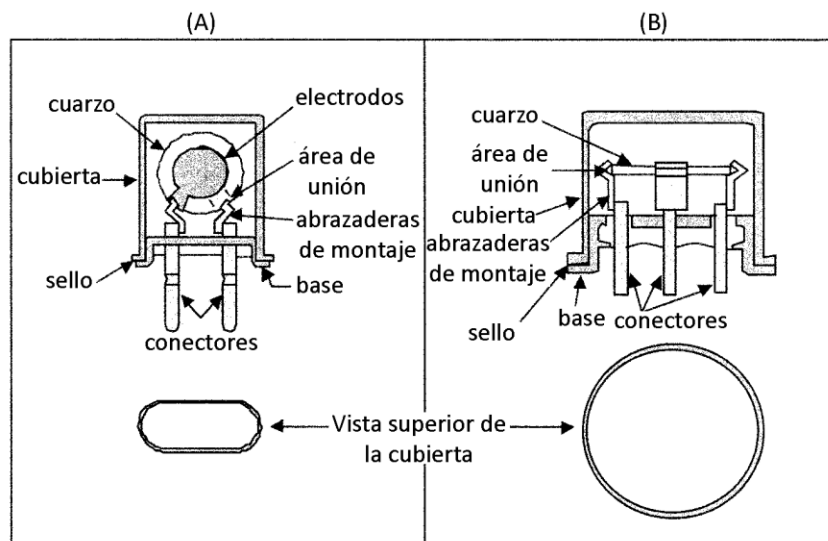


Fig. 2.10 - Thickness-Shear Mode Sensors.

La presión aplicada a las superficies externas del sensor hace que sus paredes se desplacen hacia el interior, esto a su vez genera tensiones ó esfuerzos planos de compresión en respuesta a los desplazamientos. Un circuito oscilador es utilizado para mantener las vibraciones resonantes, la frecuencia del sensor cambiará en respuesta a los esfuerzos aplicados por la presión externa, este cambio en la frecuencia de resonancia es directamente proporcional a los cambios de presión. Un contador electrónico se utiliza para transformar el número generado por la señal del sensor a una frecuencia digital.

La Fig. 2.11 es una vista amplificada de un diseño reciente de un sensor de presión Thickness Shear Mode, este sensor está diseñado para alcanzar una sensibilidad en un amplio rango de presiones sin pérdida de precisión. Las dimensiones del resonador y la terminación de la tapa, así como la orientación cristalográfica, determinan el rango y la sensibilidad del diseño de un sensor de presión de cuarzo.

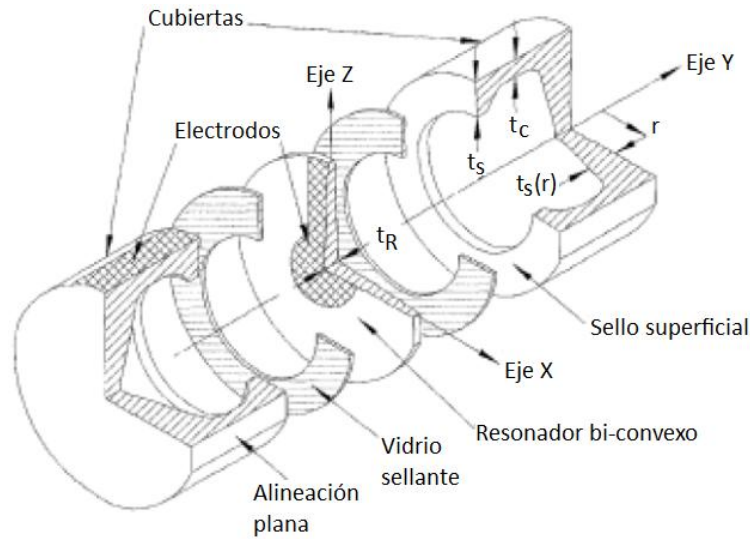


Fig. 2.11 - Vista isométrica de un Shear Thickness Shear Mode de presión.

Para describir matemáticamente la relación entre la diferencia de presión aplicada a los sensores y los esfuerzos radiales uniformes generados, tenemos que:

$$\sigma_R = -\frac{(P_{ext} - P_{int})R^2R_c}{t_R(R + R_c)(R - R_c)}\left(\frac{2}{E_{yy}} - \frac{\nu}{E_{zz}}\right)\left(\frac{1}{1 - \frac{\nu R_c}{E_{zz}t_R}} + \frac{1}{8\beta^3D}\right) \quad (2.3)$$

Donde:

P_{ext} = Presión externa [psi]

P_{int} = Presión interna [psi]

σ_R = Esfuerzo radial uniforme [psi]

R = Radio exterior del sensor [in]

R_c = Radio interno del sensor [in]

E_{yy} = Módulo Elástico normal al resonador [psi]

E_{zz} = Módulo Elástico en el plano del resonador [psi]

ν = Coeficiente del Radio Transversal de Poisson para la orientación del sensor [1]

t_R = Espesor de resonador [in]

β = Constante del deterioro cilíndrico

D = Rigidez a la flexión de la pared del sensor

Esta relación se ilustra en la Fig. 2.12:

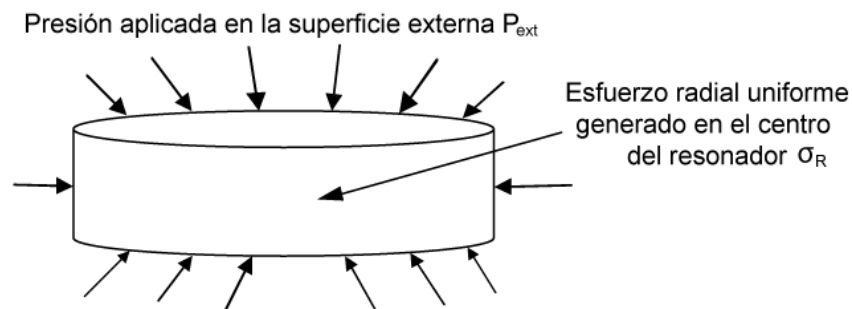


Fig. 2.12 - Esfuerzos radiales en un Sensor Thickness Shear Mode.

En la Fig. 2.12 el disco cilíndrico representa el sensor rodeado por el medio hidrostático. Las flechas representan la presión aplicada, la cual resulta en esfuerzos uniformes radiales generados en el centro del resonador.

P_{int} se refiere a la presión del sensor antes de que se ve afectada por la presión hidrostática y “D” a la rigidez a la flexión de la pared del sensor, esta última se define como:

$$D = \left(\frac{E_{yy}(R - R_c)^3}{12(1 - \nu^2)} \right) \quad (2.4)$$

La constante del deterioro cilíndrico “ β ” es considerado para el diseño del sensor, ya que se toma en cuenta la disminución o adelgazamiento de la pared cilíndrica en los extremos o tapas. La constante de desintegración o deterioro, se expresa así:

$$\beta = \sqrt[4]{\frac{3(1 - \nu^2)}{\left(\frac{R + R_c}{2}\right)(R - R_c)^2}} \quad (2.5)$$

2.2.4.2 Vibrating Beam Sensors

Los Vibrating Beam Quartz Pressure Sensors o sensores de cuarzo de presión de vibración en vigas por su traducción, se basan en dos sensores resonantes similares de cristal de cuarzo (por lo general de 10-50 [kHz]), estos son 1) Los sensores de cuarzo de viga flexible y los sensores de cuarzo de doble terminación (DETF – Double Ended Tuning Fork), dependiendo del rango de presión y de la aplicación. Para presiones bajas (<1000 [psi]), la viga de cuarzo se inserta a una palanca con bisagras de metal (para controlar la fuerza de entrada del eje y aumentar la fuerza a gran escala para el diseño de la carga de la viga), y posteriormente los fuelles se unen al extremo opuesto de la palanca. Como los fuelles se unen al extremo opuesto de la palanca, estos llegan a presurizarse y empujan la palanca de modo que el resonador de cuarzo se carga. A altas presiones (>1000 [psi]), el resonador se conecta a través de un tubo de metal Bourdon, el tamaño o medida del tubo está diseñado para soportar la capacidad de carga de la viga y la presión a gran escala.

Los transductores de vibraciones en vigas trabajan excepcionalmente en pozos con baja presión (<1000 [psi]), estos son comúnmente utilizados debido a la naturaleza digital de la señal de salida, la cual no requiere conversión a una corriente directa. Además, la propiedad piezoeléctrica de los cristales de cuarzo proporciona un medio simple para mantener la vibración mediante el uso de un circuito eléctrico oscilatorio conectado a los electrodos del resonador de cuarzo. Sin embargo, el tubo Bourdon y los adhesivos pueden contribuir a la histéresis, por lo tanto, este debe ser

utilizado únicamente cuando sea necesario. Las vigas de cuarzo son inherentemente o intrínsecamente resistentes (siendo similares en tamaño y en las técnicas de fabricación de los cuarzos utilizados en todos los relojes de cuarzo en la actualidad).

Desafortunadamente, el gran tamaño de los mecanismos que se agregan a las vigas (flexibles o tubos Bourdon) hacen que estos sensores sean un poco propensos a un daño debido a golpes y/o vibraciones, por lo tanto, se requiere que los transductores estén debidamente montados sobre amortiguadores. Debido a que el fluido no rodea directamente al sensor de resonancia, este no es perceptivo para diagnosticar errores de presiones transitorias no adiabáticas. Cualquier efecto transitorio de presión o temperatura se debe a:

- a) Efectos mecánicos en el sistema metálico (palanca, fuelles y tubo Bourdon),
- b) Adhesivos utilizados para insertar la viga de cuarzo,
- c) Diferencias en las constantes térmicas de presión y temperatura detectadas en los resonadores.

El sensor de vibración en vigas es un sensor de fuerza, esto quiere decir que antes de que la presión pueda ser medida, se debe convertir a una fuerza. Esto se hace por medio de un tubo Bourdon o, una combinación de fuelles (los fuelles son sistemas mecánicos que pueden convertir la presión a fuerza), bisagras, y palancas. Los sensores de vibraciones en vigas trabajan bajo el principio de una viga larga y delgada lateralmente que puede registrar fuerzas longitudinales. La tensión aplicada a una viga con vibración (dicha tensión ocurre como resultado de que la presión se convierte en una fuerza) causará un incremento en la frecuencia, este fenómeno se puede comparar para fines prácticos con la forma en que la frecuencia de la cuerda de una guitarra o violín, aumenta cuando las cuerdas se aprietan o son tensionadas. Un incremento en la frecuencia se produce a su vez por un incremento en la fuerza almacenada, la cual se debe a la tensión longitudinal creada cuando la cuerda es tensionada y se conoce como Efecto de Fuerza-Frecuencia (Force-Frequency Effect). Para el caso del sensor de vibración en viga, la tensión longitudinal es causada por la rigidez que existe en la viga flexible. La viga tiene en ambos extremos una terminación en forma de tenedor, ambos extremos están colocados con el fin de aplicar tensión o compresión, por lo tanto esta es la razón por la cual se llaman vigas con terminación tipo tenedor (DETF).

Para lograr una buena resonancia, las pérdidas vibracionales tienen que ser minimizadas, evitando momentos, y concentrándose en los elementos mecánicos agregados. Actualmente se conocen tres configuraciones para minimizar pérdidas, estos son: a) vigas simples, b) vigas dobles y c) vigas triples, estos diseños se muestran en la Fig. 2.13. Entre los sensores de vibración en vigas utilizados para fondo de pozo, los diseños de viga doble son los más comunes. Al igual que una cuerda tensionada, la frecuencia existente en las vibraciones en la viga flexible, aumentara con un incremento en la tensión, pero a diferencia de una cuerda, la viga también responderá a la compresión al disminuir la frecuencia de oscilación.

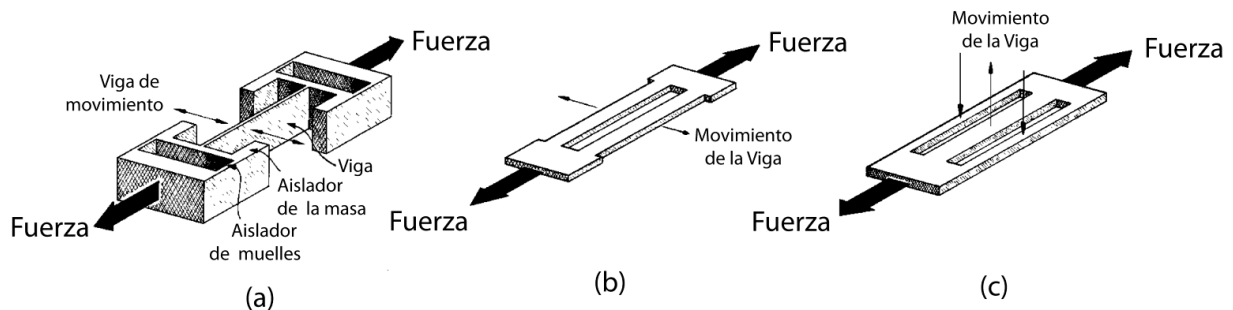


Fig. 2.13 - Configuraciones de Sensores de Vibración en Vigas.

Actualmente los sensores de cuarzo de vibración en vigas que son utilizados en el fondo del pozo utilizan el dispositivo de viga doble y presentan una precisión de 0.01% aproximadamente. Este desempeño se obtiene utilizando un oscilador de precisión cuya frecuencia varía de acuerdo a la tensión inducida por la presión en el cristal de cuarzo (Efecto de Fuerza-Frecuencia). Las oscilaciones del cristal son mantenidas y detectadas por medio de la aplicación de un oscilador electrónico, este proceso es muy similar al tipo de detección que ocurre en los relojes de precisión o los contadores.

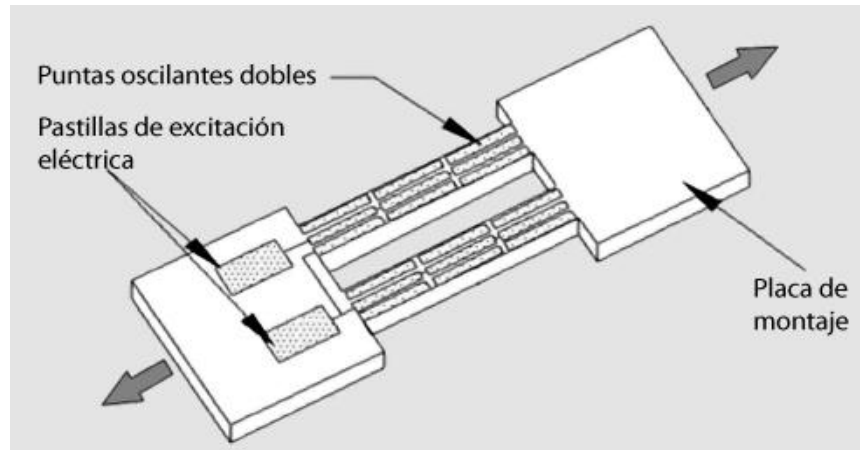


Fig. 2.14 – Sensor de Vibración en Viga (Viga Doble).

La Fig. 2.14 representa un resonador de cuarzo de una viga doble que se utiliza en el fondo del pozo. La doble terminación tipo tenedor consiste en dos vigas de cuarzo idénticas que son impulsadas piezoeléctricamente en una fase de oposición de 180° , por esta razón la pequeña energía vibracional se transmite a través de las placas de montaje (por lo tanto, minimiza las pérdidas de energía vibracional). La frecuencia de resonancia está en función de la carga axial aplicada a la viga, por lo tanto, la frecuencia aumenta con un incremento en la fuerza de tensión y disminuye con un incremento en la fuerza de compresión, como anteriormente se comentó en el caso de la cuerda de la guitarra. El resonador no es sensitivo a la temperatura, pero sin embargo, las diferencias entre el coeficiente de expansión térmico entre el cuarzo y otros materiales producen efectos térmicos, los cuales son compensados mediante un sensor digital de temperatura. Los datos obtenidos del resonador y el sensor de temperatura se pueden combinar y así establecer una ecuación de modelado. Esto se traduce en una presión de salida calculada con alta precisión, compensada térmicamente en un amplio rango de temperaturas.

Los sensores de vibración en vigas son sensores de fuerza y por lo tanto requieren que la presión medida se convierta en una fuerza. El tubo Bourdon (Fig. 2.15) es uno de los arreglos mecánicos que se pueden utilizar para transformar la presión a una fuerza, la presión aplicada al interior del tubo generara una fuerza que atraviese el resonador de cuarzo y así el tubo se relajara en respuesta a la presión aplicada, el cambio en la frecuencia del oscilador de cuarzo es una medida de la presión aplicada. El tubo Bourdon y el resonador se colocan en la cámara de vacío para prevenir el aire exterior, la cámara de vacío también sirve como una referencia de mediciones de

presiones absolutas al vacío. El movimiento total del mecanismo toma únicamente unos cuantos micrones, como resultado a esto, la linealidad, la histéresis (0.01% en escala completa), y la repetitividad (0.01% en escala completa) del sensor completo son excelentes.

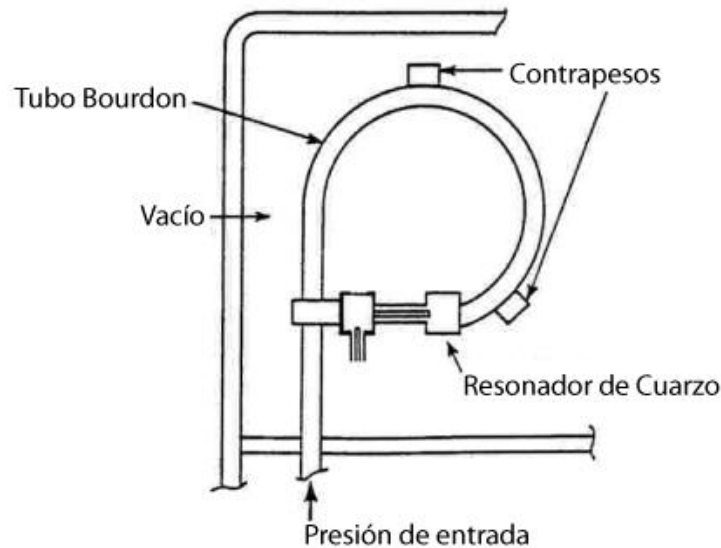


Fig. 2.15 – Mecanismo del Tubo de Bourdon.

La precisión del sensor de vibraciones en vigas es de 0.15% en escala completa, el nivel de medición del ruido limita la máxima precisión alcanzable con un transductor. Cuando se consideran dispositivos resonantes de cuarzo, el ruido tiene tanto componentes eléctricos como mecánicos. Para los registros de tiempo de menos de una milésima de segundo (registros cortos), el ruido está determinado por los errores térmicos y electrónicos de los contadores. En el caso de ambientes de aguas profundas estables, estos errores pueden ser limitados a menos del 0.02%. Para registros más largos, el ruido tiene una mayor importancia o contribución tales como el ruido del oscilador las variaciones térmicas y el drift mecánico. Anualmente los gastos de desplazamiento de 1.5 a 2 % son comunes, aunque se pueden llevar a cabo mejoras útiles en el rendimiento utilizando diversas técnicas. Una manera es incrementar la resolución y proporcionar una medición con mayor exactitud de una frecuencia de muestreo dada, esto se puede lograr utilizando un diseño de bajo nivel de ruido del oscilador de onda sinusoidal y emplear sofisticados algoritmos de procesamiento de información con un preciso conteo cíclico de números no enteros.

El diagrama en la Fig. 2.16 representa la estructura de detección de cuarzo de un sensor de vibración en viga.

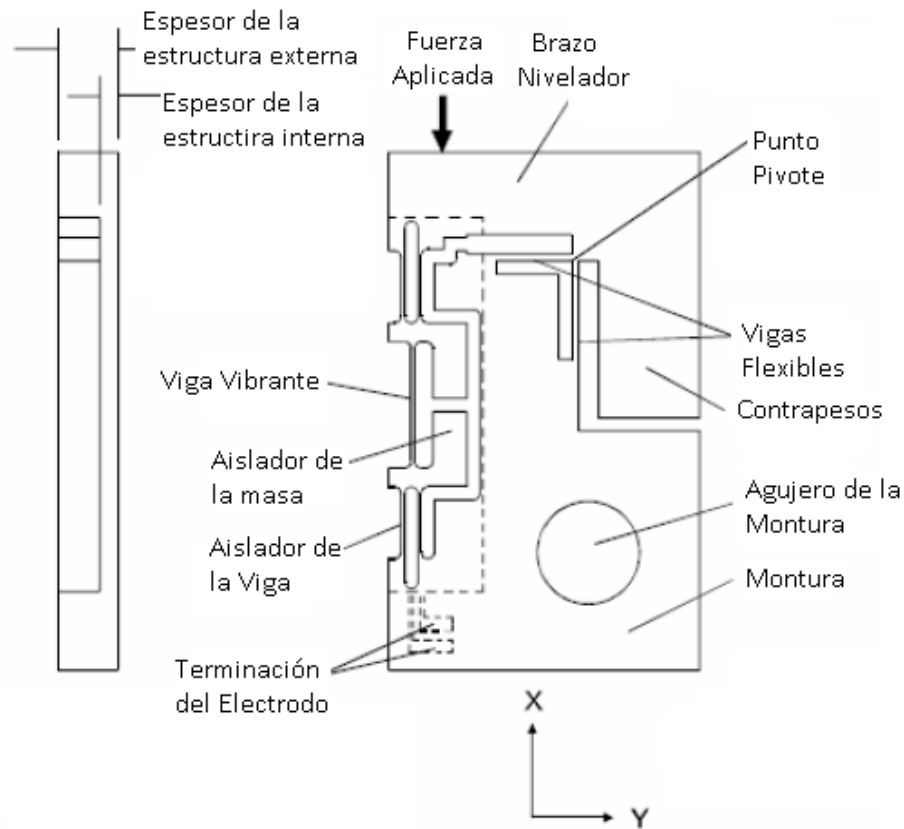


Fig. 2.16 – Estructura de detección de Cuarzo de un Sensor de Vibración en Viga.

El sensor de vibraciones en viga aplica el Efecto de Fuerza-Frecuencia en la viga flexible para maximizar la presión inducida por la tensión axial o por la compresión. La Fig. 2.17 ilustra los parámetros utilizados en la deducción de una solución matemática para el Efecto de Fuerza-Frecuencia de una viga flexible en tensión axial o compresión. Para obtener esta solución matemática, se asume un dispositivo de viga simple aun cuando se utilicen vigas dobles en sensores de vibración en viga para fondo de pozo.

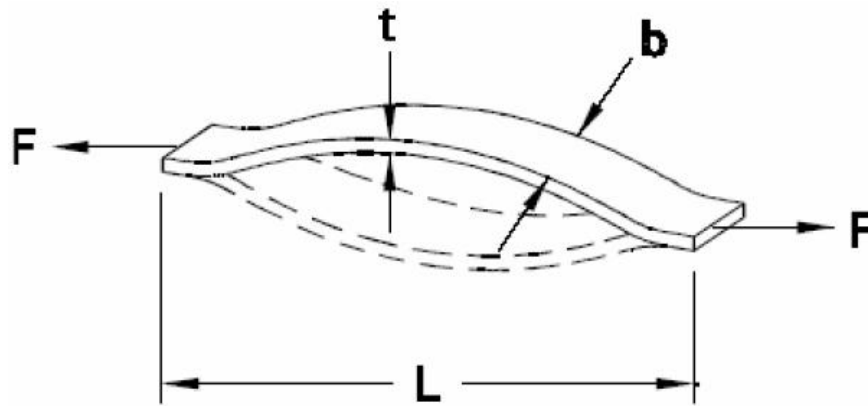


Fig. 2.17 – Efecto Fuerza-Frecuencia en una viga flexible.

La solución matemática de este Efecto Fuerza-Frecuencia se basa en la deducción de la ecuación de la viga, suponiendo un movimiento armónico y condiciones simétricas, incluso la forma de la viga. Basándose en la publicación de la solución del método de Rayleigh del Efecto Fuerza-Frecuencia, la solución está dada por:

$$f = f_0 \sqrt{1 + SF} \quad (2.6)$$

Donde:

$$f_0 = a_0 \frac{t}{L^2} \sqrt{\frac{E}{\rho}} \quad (2.7)$$

S es un término de sensibilidad:

$$S = a_s \frac{L^2}{Ebt^3} \quad (2.8)$$

La geometría de la viga y las condiciones de frontera o límites se dan en la Fig. 2.17. Para describir la geometría de la viga, se tiene que:

t = espesor de la viga [in],

b = Ancho de la viga [in], y

L = longitud de la viga [in],

Las propiedades físicas de la viga están dadas por:

E = módulo elástico del material de la viga [psi]

ρ = Densidad del material de la viga [lb/ft³],

F = Fuerza [N],

f_0 = frecuencia natural de la viga [Hz], y

f = frecuencia de medición de la viga [Hz],

En las ecuaciones anteriores, a_0 y a_s son coeficientes de las series de alimentación de la viga. Son constantes adimensionales iguales a 1.026 y 0.294 para el modo de vibración fundamental en [Hz] y condiciones de frontera corregidas.

Sustituyendo $f = f_0\sqrt{1 + SF}$ en $T = 1/f$, y sustituyendo $F = -PA_e$, tendremos:

$$P = \frac{1}{SA_e} \left[1 - \left(\frac{T_0}{T} \right)^2 \right] \quad (2.9)$$

Donde A_e es el área efectiva de la superficie interna en [cm²] de los fuelles o tubo Bourdon utilizada para convertir la presión aplicada a fuerza, T_0 es el periodo a la frecuencia de resonancia de la viga [segundos], T es el periodo a otras frecuencias [segundos].

Por lo tanto, podemos escribir la siguiente ecuación de caracterización:

$$P = c \left\{ \left[1 - \left(\frac{T_0}{T} \right)^2 \right] - D \left[1 - \left(\frac{T_0}{T} \right)^2 \right]^2 \right\} \quad (2.10)$$

Donde $c = \frac{1}{SA_e}$ y D es un término empírico adicional. Así, por un sensor de haz de vibración resonante, la ecuación de caracterización da la relación por la cual se evalúa la presión del sistema.

En la Tabla 2.2 se muestra un resumen del desempeño de los diferentes tipos de sensores de cuarzo.

	Precisión [%]	Temperatura Máxima	Rango de Frecuencia [MHz]	Rango de Presión [psi]	Drift [gasto/año]
Sensores Piezoeléctricos	0.1 – 0.01 [%]	150 [°C]	2 -10	0 – 6000	7 - 17 [psi]
Sensores de Capacitancia	0.1 – 0.01 [%]	150 [°C]	-	0 – 10000	7 - 14 [psi]
Sensores de Tubo Bourdon	0.01 [%]	> 150 [°C]	-	0 – 6000	< 8 [psi]
Espesor del Corte	0.01 [%]	175 [°C]	-	110 – 16000	> 7 [psi]
Vibración en las Vigas	0.015 [%]	150 – 175 [°C]	-	100 - 15000	1.5 – 2 [psi]

Tabla 2.2 - Resumen del desempeño de los diferentes sensores de cuarzo.

2.2.5 El Sistema de Monitoreo de un sensor electrónico permanente

Para poder realizar el monitoreo exitoso de un yacimiento o un sistema de producción, no es suficiente contar con un sensor electrónico diseñado eficazmente, puesto que tanto en el yacimiento como en la producción, un sensor permanente es un elemento clave en un sistema de monitoreo, pero no es el único componente importante. Los diversos componentes de un sistema de monitoreo son los siguientes y cada uno de ellos es de suma importancia:

- c) Los Sensores Electrónicos
- d) Los mandriles de los sensores (o porta sensores)
- e) Los conectores
- f) Los cables
- g) Los Sistemas de Adquisición
- h) El Software de Interpretación
- i) La Fuente de Alimentación

En este capítulo se han discutido los diferentes tipos de sensores electrónicos, así también, se comenta brevemente el resto de los componentes de un sistema de monitoreo permanente en el cual la función del sensor electrónico es simplemente registrar.

2.2.5.1 Mandril del Sensor (Porta Sensor)

El mandril del sensor sirve como una cubierta protectora para el sensor electrónico. Ayuda a prevenir el daño mecánico a lo largo de toda la longitud del sensor, la protección contra daños mecánicos se convierte en un problema aún mayor cuando el pozo se desvía, esto se debe a la presencia de colgadores de liners a través de los cuales se desplazan los sensores electrónicos. Otra situación en la que el daño mecánico puede ser un problema, son las terminaciones hechas desde un barco. La Fig. 2.18 es un ejemplo de cómo un mandril de calibre protege el sensor electrónico en el pozo.

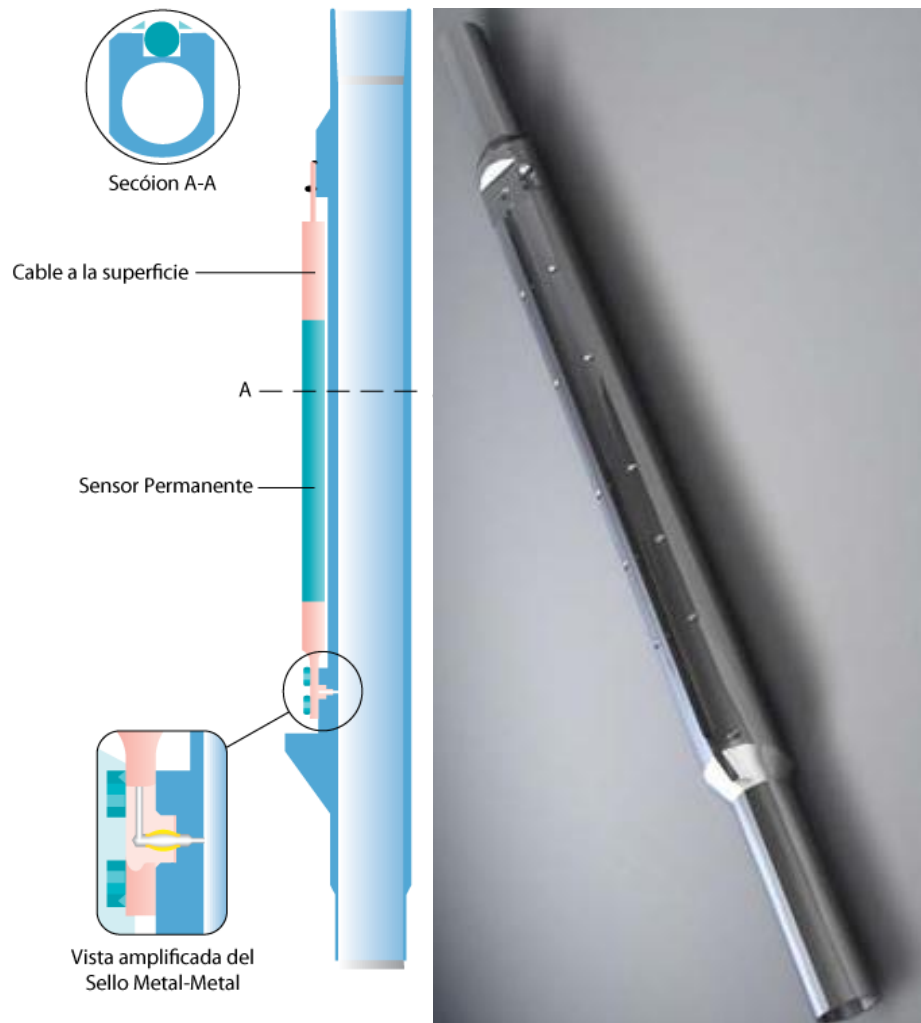


Fig. 2.18 - Mandril del sensor y sensor permanente.

2.2.5.2 Conectores de fondo de pozo

Hay dos conectores de fondo de pozo utilizados en un sistema de monitoreo, en primer lugar, un conector de fondo de pozo eléctrico proporciona conexión eléctrica al cable con el propósito de transferir datos y energía; en segundo lugar, una conexión hidráulica es utilizada para conectar el sensor a la presión de la tubería. La conexión eléctrica se realiza en el taller antes de que el sistema sea llevado al sitio donde será instalado a diferencia de la conexión hidráulica que se hace en el sitio con los sellos de metal a metal.

2.2.5.3 Conectores Superficiales

Los conectores superficiales del pozo se refieren a las conexiones entre los cables de fondo de pozo y el colgador de la tubería, junto con las conexiones entre el cable de fondo de pozo y el sensor. Estas conexiones son colocadas utilizando una presión de ajuste, compresión, y los sellos de metal a metal.

2.2.5.4 Conectores en la Cabeza del Pozo

El conector utilizado en la Cabeza del Pozo, depende del tipo de cabeza del pozo instalada, si la cabeza del pozo se encuentra en la superficie (en tierra), los conectores se tienen que pasar por la cabeza del pozo a un bloque de terminales, mientras que la señal es enviada al sistema de adquisición de la superficie. La Fig. 2.19 es un ejemplo de un conector de superficie donde se muestra la ubicación de la salida de la cabeza del pozo, el cable penetrador, y el colgador de la tubería.

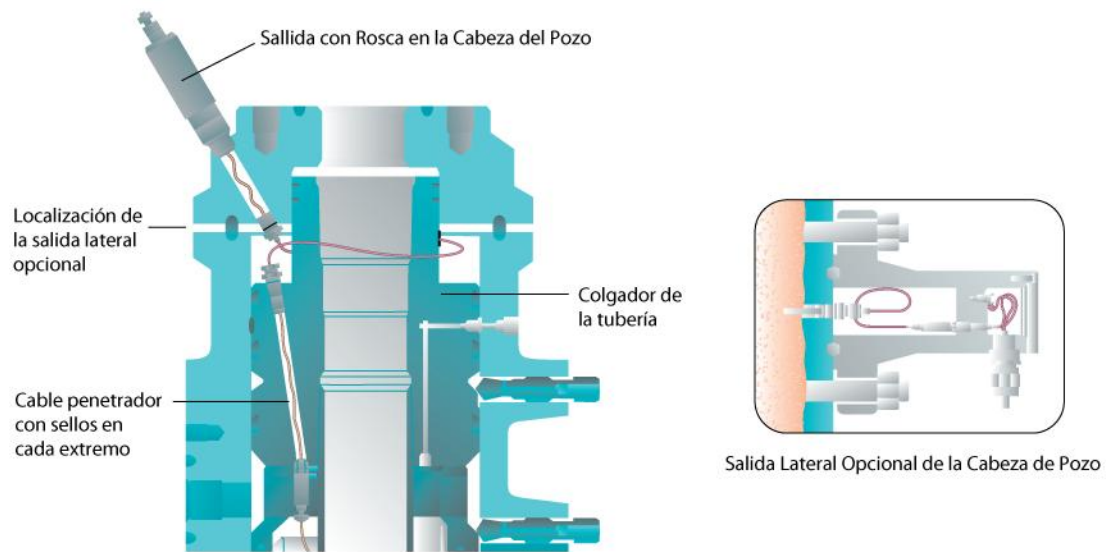


Fig. 2.19 - Conector superficial en la cabeza del pozo.

En el caso de tener una cabeza de pozo submarina, a menudo se utiliza un sistema eléctrico "Wet Connect" (Conexión Húmeda o Mojada), el cual consiste en un conector eléctrico que consta de un enchufe y una toma de corriente resistentes a la presión y lo más importante, que son a prueba de agua. Por lo tanto, pueden permitir las conexiones a realizar en el líquido a alta presión y en un amplio rango de temperaturas (0-3000 [°C]), estos sistemas de conexiones mojadas o sistemas Wet Connect, permiten un enlace directo a través de la cabeza del pozo.

Fuera de la válvula de cabeza de pozo en una conexión submarina, se tiene una sub-conexión eléctrica, a la cual se puede acceder mediante un buzo o gestionándola de forma remota. Las señales de la conexión eléctrica son enviadas a un transductor acústico (dispositivo que convierte la energía eléctrica en sonido, utilizado como un transmisor o receptor) o una consola de control integrada. La Fig. 2.20 es un ejemplo de una conexión en el cabezal de un pozo submarino.

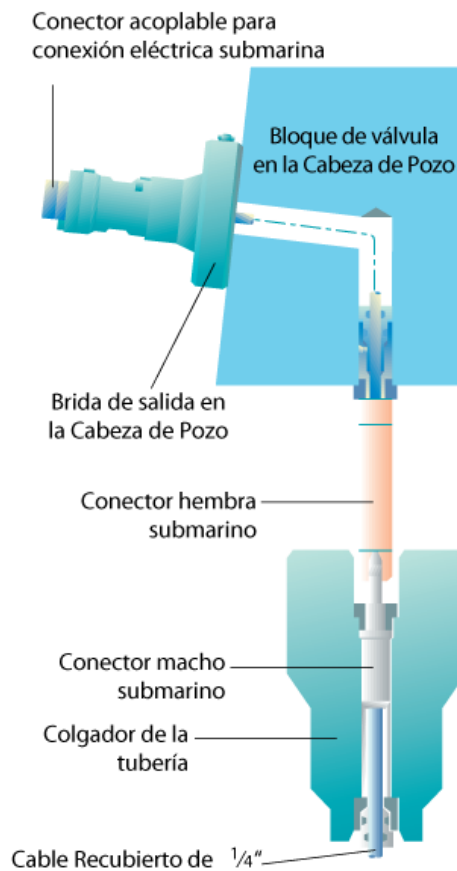


Fig. 2.20 Conexión a cabezal de pozo submarino.

2.2.5.5 Cables

Los Cables forman una parte importante dentro del presupuesto de los sistemas de monitoreo, ya que pueden alcanzar hasta el 30% del costo total de un proyecto, por eso es de suma importancia elegir el cable indicado, el cual cumpla cada una de las especificaciones planteadas para un proyecto. Es importante que los cables utilizados en el sistema de vigilancia puedan soportar la presión de los fluidos, la temperatura y agentes corrosivos dentro del pozo, así como también es crucial que sean resistentes para que no sufran daños durante la instalación, los cables son generalmente de conductores de cobre rodeado de un material aislante de teflón, de relleno anti-deslizamiento, tubos de aleación de acero inoxidable, y de un material encapsulante

termoplástico. El material de relleno proporciona peso y soporta el cable junto con el conector de la parte superior, también ayuda a reducir los esfuerzos térmicos al permitir el movimiento en el interior del tubo de acero inoxidable. El tubo de acero inoxidable evita la contaminación de los fluidos del pozo, la cual puede conducir a un cortocircuito. El material encapsulante termoplástico evita daños en el cable como trenzaduras y rasguños durante la instalación, por otra parte los protectores de cable también ofrecen protección adicional, estos se utilizan para sujetar los cables a la sarta de tubería proporcionando soporte al cable en zonas sensibles donde este se flexiona un poco más.

La Fig.2.21 muestra la evolución del cable permanente de fondo de pozo, donde: Los Cables estándar de registro mono conductor se utilizaron con las primeras instalaciones en pozos (1), más tarde, un cable protector y la encapsulación de polímeros fueron añadidos mejorando la protección de este (2). A mediados de los 80's se produjo un cambio a los tubos de cables encapsulados. El primer tipo utiliza un aislamiento de teflón que permite que el cable se deslice dentro de la tubería, pero a su vez, esto provocaba que se rompieran las conexiones (3). Después el Teflón fue reemplazado por un material anti fricción para solucionar este problema (4). Este tipo de cable es ahora estándar en el Mar del Norte. Actualmente Petrobras utiliza una combinación de tubos encapsulados en los cables y de cables protectores o comúnmente conocidos como bumpers (5).

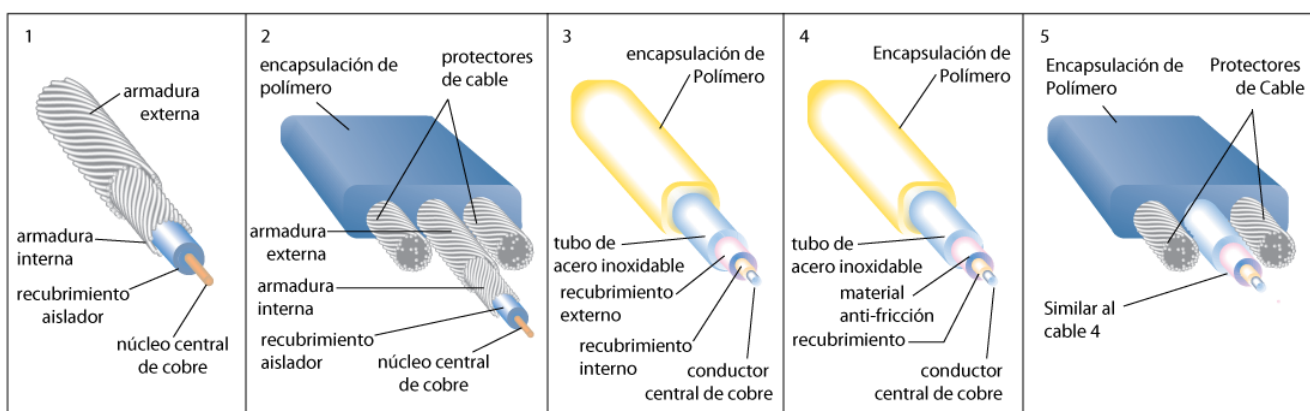


Fig. 2.21 – Evolución del Cable utilizado para los sistemas de monitoreo permanente.

Opciones Típicas de Encapsulado		
Material	Máxima Capacidad de Temperatura	
	[°C]	[°F]
Poliamida	90	200
Copolímero poliolefina	100	210
Copolímero poliolefina estabilizado térmicamente	115	240
Copolímero EPDM/propileno	130	260
Fluoruro de polivinilideno	140	280
ETFE	155	310
Teflón FEP	205	400
Teflón PFA	260	500

Tabla 2.3 – Opciones Típicas de Encapsulado.

La Fig. 2.22 es un ejemplo de un protector de cable y la forma en que se fija en las uniones de las tuberías.

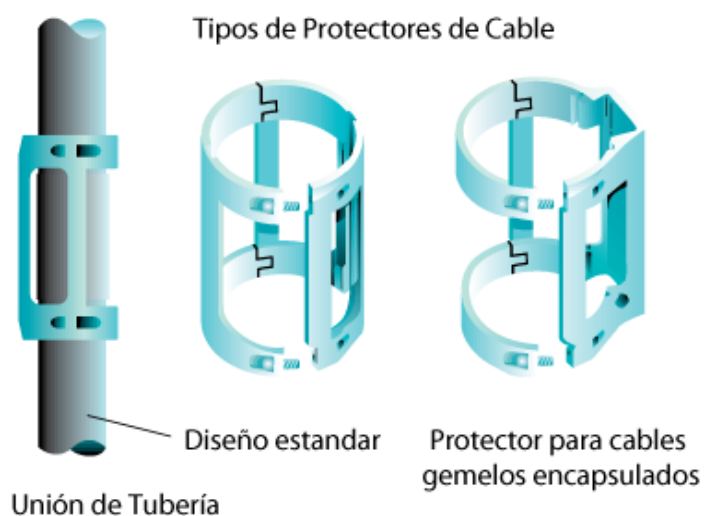


Fig. 2.22 - Protectores de cable.

2.2.5.6 Sistemas de Adquisición

Existen varios métodos para recopilar datos de sensores permanentes. Es muy común en terminaciones submarinas utilizar un sistema de adquisición de datos ya existente que se ha creado para supervisar los datos de la cabeza del pozo submarino, como los gastos en superficie, temperatura, presión, posición y estado de las válvulas. La conexión con un sistema de adquisición de datos ya existente se suele hacer con una tarjeta de interfaz para sensores permanentes, las tarjetas de interfaz están conectadas a plataformas de cables.

Otro tipo de sistema de adquisición que se puede utilizar es el sistema de hidroacústica. Este sistema no requiere un cable para conectar a la plataforma.

La unidad de adquisición de datos (DAU) registra y verifica la exactitud de cada medición. Una DAU puede ser interrogada con regularidad con un transductor acústico. Este transductor acústico puede ser colocado en el lateral de la embarcación, equipo, plataforma o helicóptero.

En el caso de las plataformas, los sensores permanentes pueden ser conectados a una unidad de superficie montada en un bastidor en una cabina o colocados en una caja a prueba de explosión cerca de la cabeza del pozo. La unidad de superficie adquirirá y registrará las mediciones en bruto, tal cual los sensores las arrojan. Las computadoras pueden comunicarse con la unidad de superficie mediante enlaces a redes del área local, la comunicación también puede realizarse con enlaces satelitales a los ordenadores en cualquier parte del mundo.

2.2.5.7 Software

Los paquetes de software para los sistemas de monitoreo permanente permiten al usuario ver los datos del sensor de fondo de pozo, hacer sus propias interpretaciones, así como también tienen el control de los sensores permanentes de fondo. El software también permite que los datos sean compartidos con otros usuarios para su posterior análisis e interpretación, pero también estos permiten al ingeniero petrolero no solo basarse en esas interpretaciones, sino que también, el

ingeniero aplique sus conocimientos para proporcionar una mejor interpretación en base a su experiencia y así poder comparar estas interpretaciones, ya que si una falla en los sensores o cables se observará algún comportamiento diferente al propio yacimiento, pueda ser detectada a tiempo y tomarse las medidas pertinentes.

2.2.5.8 Fuente de alimentación

La fuente de alimentación por lo general está disponible en forma de paquetes de baterías submarinas (en el caso de terminaciones submarinas) o en tierra las plantas de luz, baterías o paneles solares se pueden utilizar para la fuente de alimentación.



Fig. 2.23 – Sistema de alimentación de un sistema de monitoreo permanente.

2.2.6 Casos de Estudio en Sensores Electrónicos de Fondo de Pozo

2.2.6.1 Pruebas de Pozo con un Sistema de Monitoreo Permanente en el Medio Oriente.

Este caso de estudio examina una prueba de pozo realizada con un sistema de monitoreo permanente en el Medio Oriente en el año de 1994. El descubrimiento de un yacimiento carbonatado en tierra, llevó a la perforación de un pozo exploratorio que producía un conjunto insuficiente de datos. El yacimiento aparentemente consistía de dos formaciones estrechas de carbonatos fracturados con aceite rico en azufre ($>4\%$), rico en kerógeno y con presiones anormales.

El pozo exploratorio fue perforado en el año de 1994 y cuatro años más tarde en 1998, un pozo evaluatorio fue perforado para obtener datos y así permitir la planificación del desarrollo del campo. El objetivo era el adquirir datos de pruebas de pozo, este tipo de datos era importante debido a que la presión del yacimiento estaba cerca a la presión litoestática con fracturas funcionando como permeabilidad primaria. Debido a esto, los cambios en la permeabilidad con el aumento o disminución de presión en el yacimiento no son despreciables como generalmente se hace.

El pozo está ubicado en el desierto remoto, se decidió que un sistema de monitoreo permanente era la mejor opción para la adquisición de datos debido a limitaciones de tiempo, calidad de los datos, análisis de requisitos y un ambiente en la terminación difícil.

La naturaleza de los datos que se requerían hizo a un Venturi la opción más adecuada como monitoreo permanente, las condiciones del pozo en el momento de la prueba de pozo sugerían que un sistema de monitoreo permanente era el único sistema que podría adquirir todos los datos necesarios. Debido a problemas en la terminación, el pozo era muy diferente al pozo diseñado originalmente y presentaba numerosas dificultades, la terminación actual del pozo se muestra en la Fig. 2.24.

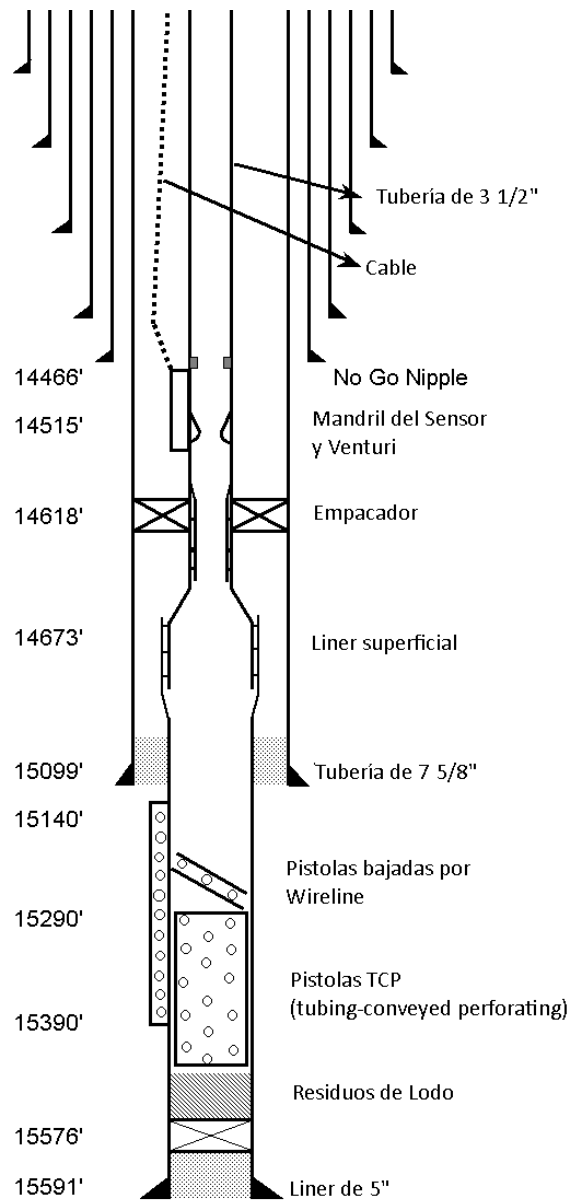


Fig. 2.24 - Terminación actual del pozo.

La prueba de presión del pozo fue diseñada como una prueba a gasto constante, con dos periodos de cierre para así poder evaluar el comportamiento del yacimiento a largo plazo. La Fig. 2.25 proporciona una gráfica de la presión de fondo durante la prueba. Los objetivos de dicha prueba de presión fueron el evaluar la producción a largo plazo del yacimiento, observar el depresionamiento del yacimiento, detectar la precipitación de asfaltenos y/o acumulación de ceras en el pozo y en la línea de flujo, así como obtener datos de presión transitoria.

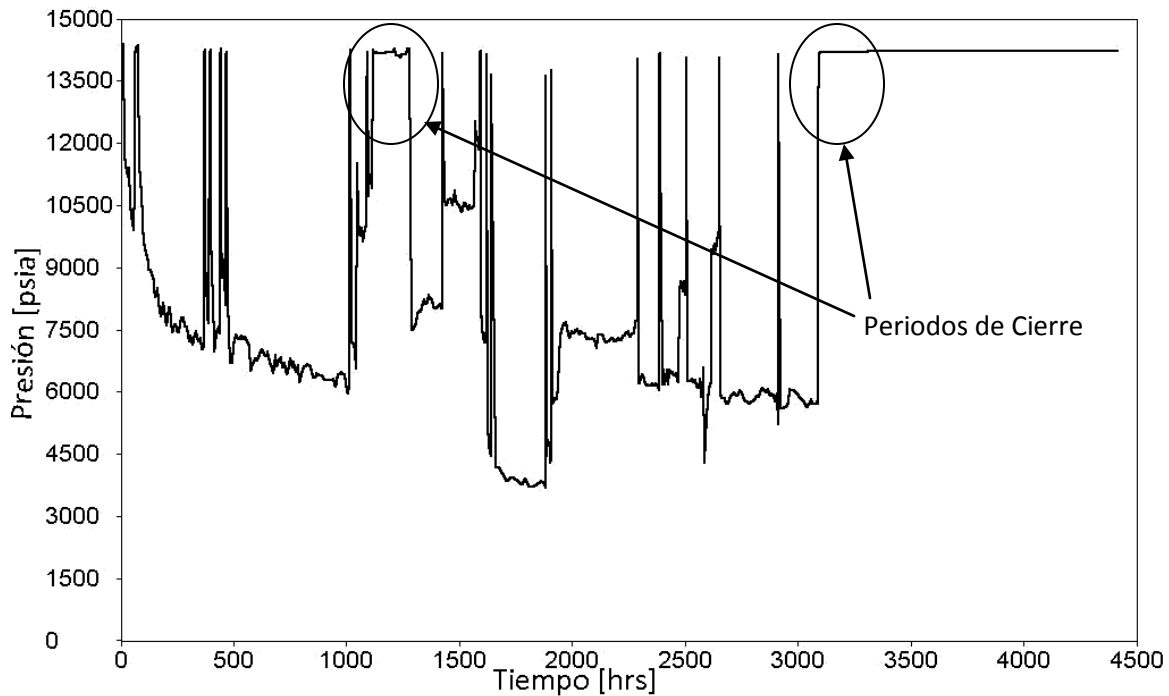


Fig. 2.25 - Gráfica de la Presión de Fondo del Pozo a partir de una Prueba de Presión a $Q = \text{cte}$.

Un Sistema de Monitoreo Permanente de Producción de Fondo proporcionó mediciones continuas de presión, temperatura, gastos y densidad del fluido. Este sistema consistía de dos sensores de presión de cuarzo de alta precisión colocados en un mandril, estos dos sensores de presión median la caída de presión a través del venturi, la cual era proporcional al gasto, además otro sensor de alta precisión fue instalado para medir la densidad del fluido. Las dos mediciones podrían entonces ser utilizadas para calcular el gasto y la densidad de la mezcla. La Fig. 2.26 es un esquema del sistema de monitoreo permanente que muestra la posición relativa de los tres sensores de presión y el venturi.

La presión diferencial a través del venturi en la Fig. 2.26 es una función del gasto, por lo tanto la densidad del fluido puede ser calculada a partir de la presión diferencial entre los sensores 1 y 3. Las mediciones en tiempo real realizadas con el sistema de monitoreo pueden ser utilizadas para producción o el modelaje del yacimiento, la optimización y diagnóstico de problemas.

El sistema de monitoreo diseñado para la evaluación en particular de este pozo, consistía de un Venturi bajado por línea de acero que a su vez era recuperable. Este proporcionaba mediciones precisas de datos de presión, temperatura y gasto en tiempo real. El tercer sensor que era utilizado para la medición de la densidad en el fondo del pozo, no era ocupado debido a que la densidad del fluido era conocida y se suponía como constante, esta suposición fue hecha debido a la ausencia de agua libre y que se tenía una alta presión en el fondo del pozo (Constantemente por encima del Punto de Burbuja). La siguiente Tabla 2.4 ofrece una especificación detallada del Sistema de Monitoreo que fue instalado en el fondo del pozo.

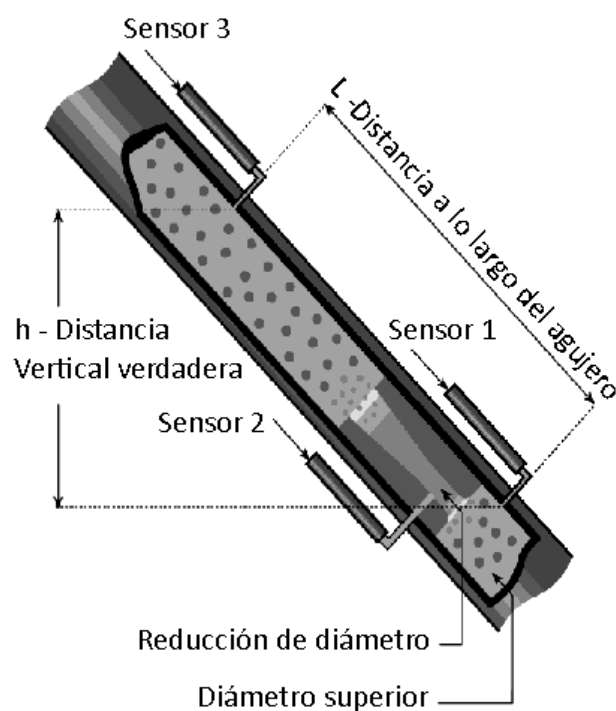


Fig. 2.26 - Esquema del sistema de Sensores – Venturi.

Especificaciones Generales	
Clasificación de Presión	16000 psi
Clasificación de Temperatura	150 °C
Clasificación de Gasto	1000 – 50000 bpd
Características de la Terminación: Venturi recuperable clasificado según gasto nominal de aceite y clasificación prevista.	
Metrología de la Presión	
Precisión de la Presión	< 3 psi
Resolución	0.01psi en 1 seg de escaneo
Drift en la Presión	< 2psi/año
Metrología de la Temperatura	
Precisión de la Temperatura	< 0.5 °C
Resolución	0.001 °C
Drift	< 0 .05 °C/año
Gasto	
Precisión del Gasto	5 % Factible
Resolución	0.05 % Factible
Drift	Compensado al Cierre

Tabla 2.4 – Especificaciones Generales de los sensores de Cuarzo instalados.

El sistema de monitoreo permanente fue capaz de proporcionar en tiempo real las presiones tanto de superficie como de fondo permitiendo determinar qué equipo requería ser limpiado o reemplazado. La Fig. 2.27 es una gráfica que muestra un equipo que estaba obstruido, donde se determinó un lavado de estrangulador a partir de datos en tiempo real.

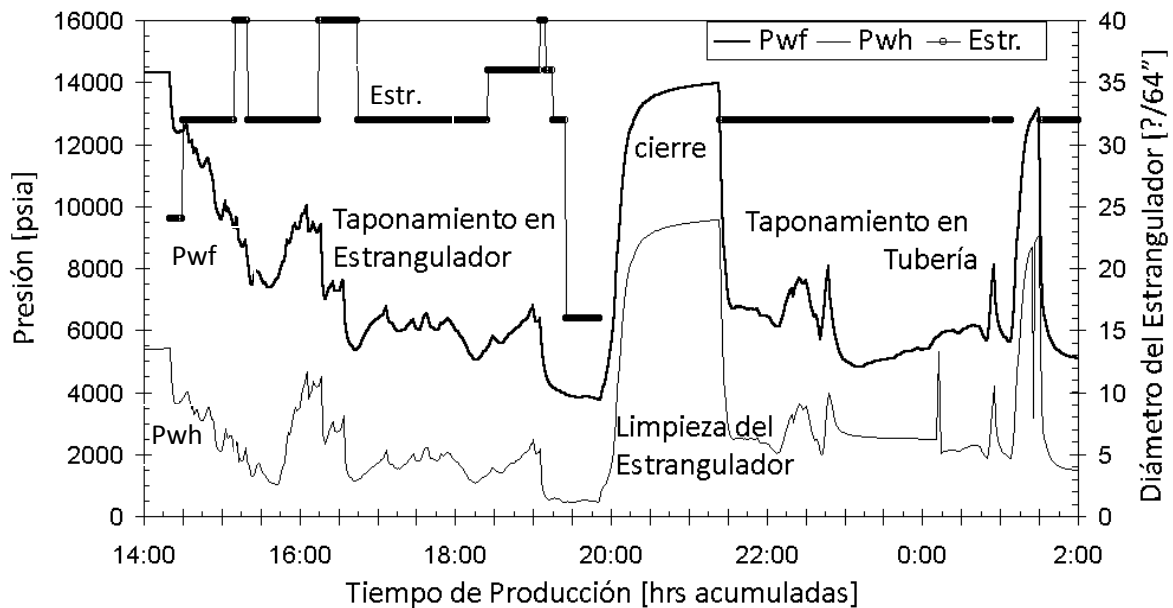


Fig. 2.27 - Diagnóstico de Pozo a partir de Datos en Tiempo Real.

La presión diferencial del fondo del pozo y la presión en superficie combinadas fueron utilizadas para monitorear los procesos durante un gasto de limpieza. Normalmente, esto se hace con la ayuda del separador y la presión de superficie, pero la presencia de restos de disparos y pérdidas en la perforación indicaban datos inválidos en el separador. La Fig. 2.27 indica donde se da la limpieza del estrangulador. El diagrama muestra que las presiones de superficie como de fondo de pozo continúa disminuyendo incluso después de una reducción de tamaño en el estrangulador, esto indica que el lavado fue realizado correctamente y con éxito. El taponamiento del estrangulador se indico claramente por el aumento en ambas presiones, presión en la cabeza del pozo y presión de fondo de pozo, el taponamiento de la tubería se detectó como se muestra en la Fig.2.27 con una presión de superficie constante y la presión de fondo de pozo disminuyendo drásticamente. Además, los datos de presión, fueron utilizados para identificar el taponamiento u obstrucción entre la cabeza del pozo y el choke manifold o estrangulador múltiple.

A partir de un gasto de limpieza, se calculó que el índice de productividad del pozo era de 0.18 [bpd/psi]. Este valor fue suficientemente bajo como para justificar una estimulación ácida. Un paquete de ácido auto desviable fue elegido basándose en las limitaciones existentes del pozo,

una vez más, la instalación de un sistema de monitoreo permanente fue utilizado para supervisar todo el trabajo. A partir de las lecturas del sensor de presión fue evidente que se tenía una limitación de presión de bombeo (16,000 [psi]). El trabajo de estimulación ácida involucró 22 etapas alternadas de 15 [%] de HCl (Acido Clorhídrico) y 5 [%] de Acido Auto Desviable (SDA - Self-Diverting Acid). También fue incluido un bache de agua salobre con tenso activos antes y después del acido. La Fig. 2.28 muestra el historial de la presión y el gasto de la estimulación con ácido. El punto máximo de la presión en el extremo superior izquierdo representa la prueba de presión realizada en el equipo de superficie, mientras que el perfil de 4:00 a 6:30 hrs representa el periodo en el que el prelavado fue bombeado y el desplazamiento de ácido entró en los disparos.

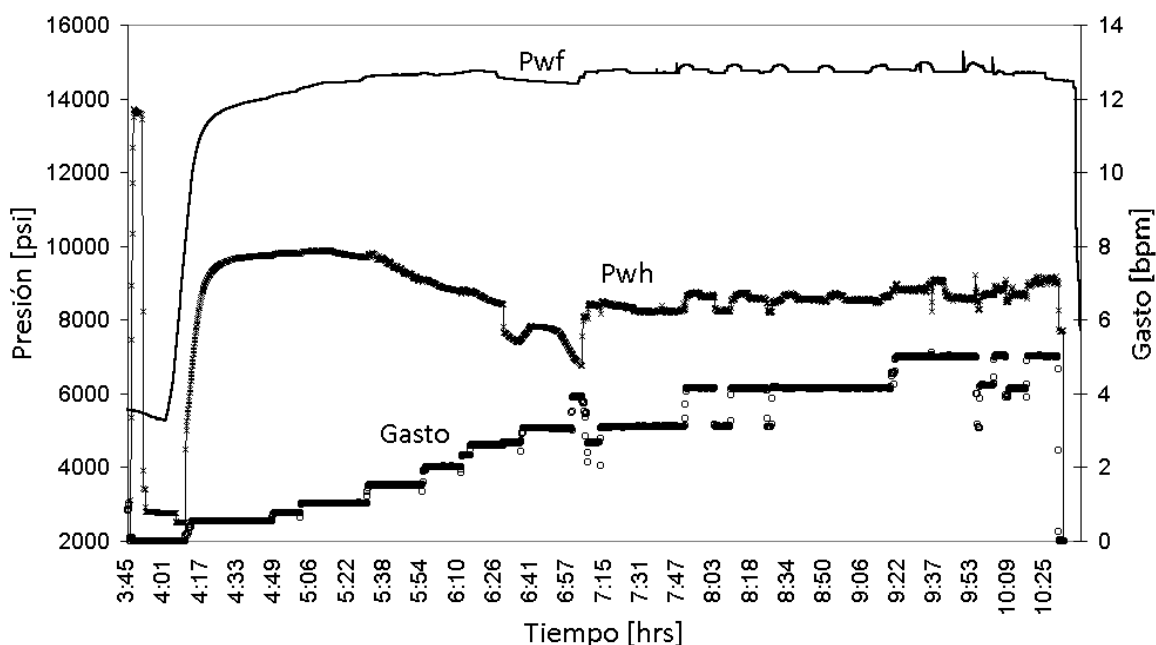


Fig. 2.28 - Tratamiento de Estimulación Ácida a partir de Datos en Tiempo Real.

Los datos de los sensores de presión del fondo del pozo se utilizaron para ajustar los volúmenes del Ácido Clorhídrico y el Acido Auto Desviable para así mejorar el desvío. Así, el sistema de monitoreo permanente permitió la optimización de un proceso de estimulación con acido y también poder calcular el índice de productividad durante la prueba. Por lo tanto el sistema, sirvió como una herramienta de diagnostico para supervisar el comportamiento del pozo.

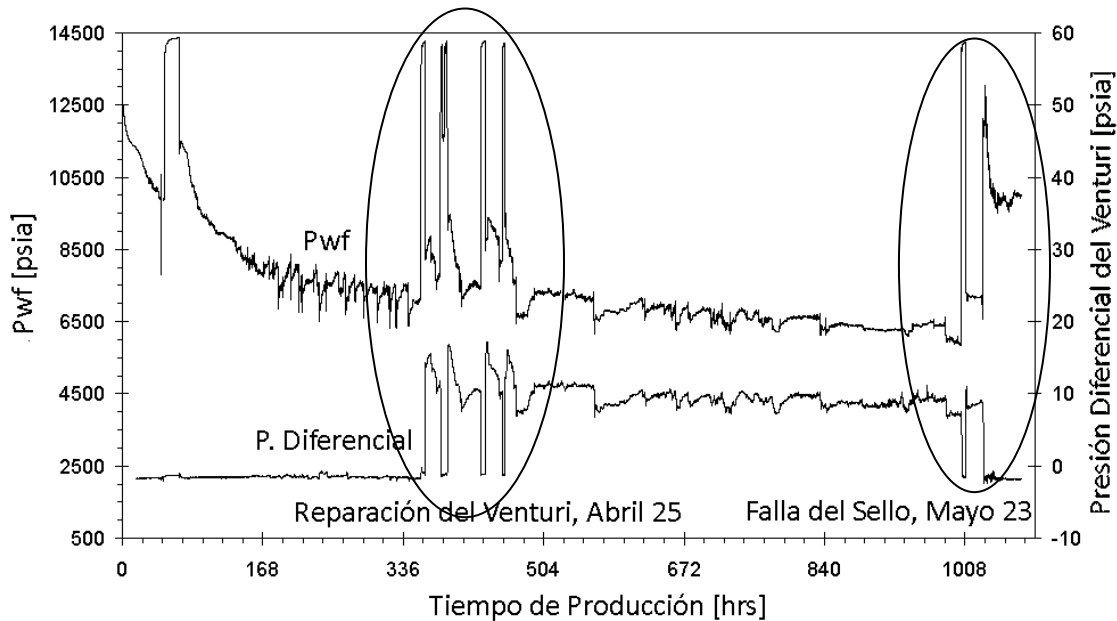


Fig. 2.29 - Grafica de Diagnostico del Venturi a partir de Datos en Tiempo Real.

El medidor Venturi se instaló durante el periodo entre la prueba de producción inicial y la prueba de presión. Casi al mismo tiempo, el equipo fue reubicado y la línea de flujo fue unida. Para la prueba inicial, no se tenían datos del venturi disponibles para comparar. Una fórmula de flujo pronosticaba una caída de presión de 10 a 20 [psi], la cual dependía del gasto y la densidad. Se descubrió que la caída de presión actual era de 0 [psi] después de efectuar una compensación de 2[psi] de diferencia, según lo leído por los sensores durante el cierre.

La presión de fondo fluyendo y la presión diferencial del venturi fueron graficadas contra el tiempo para la primera parte de la prueba, esto se muestra en la Fig. 2.29, de donde se puede observar que la presión diferencial cambia cuando el venturi comenzó a operar. Cuando se observó una diferencia de presión anormal, el venturi se recuperó y así se descubrió que no se había puesto en marcha como se debía. Esto dio lugar a una falla en los sellos entre los dos sensores, estos sellos fueron reemplazados y el venturi fue debidamente asentado. Después de que estos trabajos fueron realizados, se encontró que la caída de presión registrada concordaba (favorablemente) con los datos que se habían predicho así como los gastos calculados comparados con los gastos indicados por la prueba del separador móvil. En Mayo 23, una falla en un sello provocó un pico de presión anormal, después de esta fecha, el venturi no funcionó correctamente debido a una falla

del bloqueo del mandril. Como resultado, las presiones de fondo de pozo fueron utilizadas como la base para los cálculos de las velocidades y como una herramienta de diagnóstico en tiempo real.

Durante la prueba de pozo, los gastos de producción fueron tomados en tres puntos diferentes: 1) en el venturi en el fondo del pozo, 2) en el separador móvil para pruebas, 3) En el centro de recolección. Las presiones de abatimiento a veces exceden o son superiores a 10000 [psi] durante las pruebas. El separador móvil para pruebas sirve de referencia para los gastos del Venturi, particularmente cuando se tienen diferentes condiciones de producción. Los gastos de estos tres puntos o fuentes fueron graficados para el periodo en que el Venturi estaba operando. Esto se muestra en la Fig. 2.30, donde se observa que existe concordancia entre los gastos mencionados.

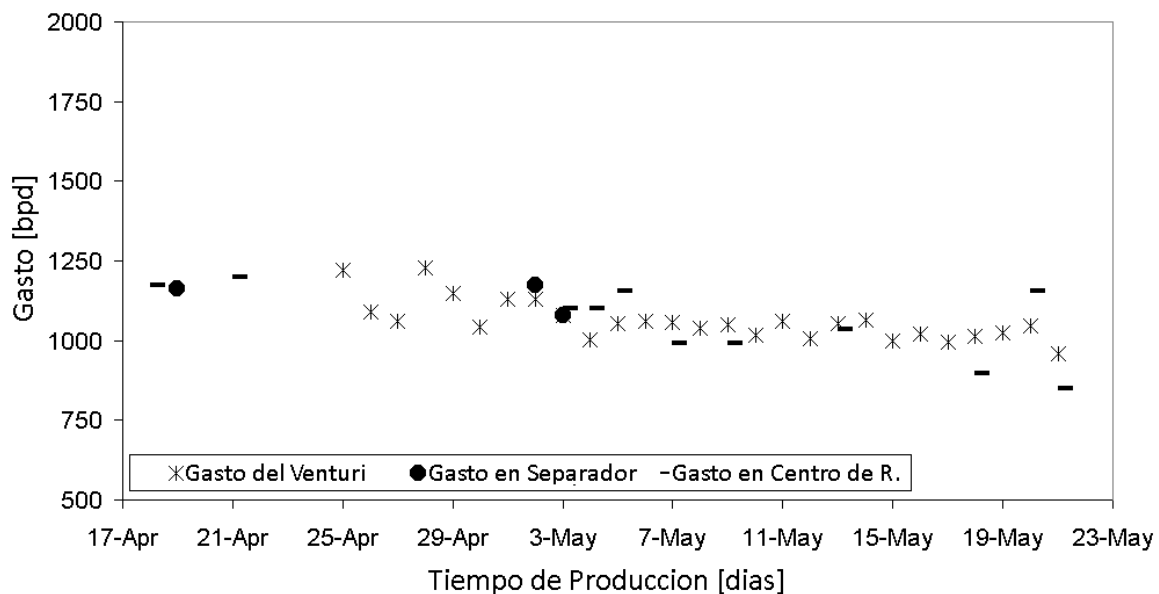


Fig. 2.30 - Comparación de gastos de tres diferentes fuentes de datos.

Los datos recolectados durante las pruebas fueron registrados en una computadora ubicada en el pozo. Las baterías fueron recargadas a partir de paneles solares proporcionando una fuente de alimentación. Los datos fueron registrados a una velocidad de muestreo específica de 1 [seg.], estaban disponibles en tiempo real y podían ser descargados para ciertas aplicaciones o análisis. Para algunas aplicaciones, los datos podían ser reducidos a un intervalo de tiempo o un promedio durante el intervalo.

2.2.6.2 Sensores Permanentes de Fondo en el Mar del Norte para la Administración de Yacimientos

En este caso de estudio son discutidos dos campos ubicados en el Mar del Norte, estos son el Campo Gullfaks y el Campo Veslefrikk. La Fig. 2.31 muestra la localización de los dos campos así como el sistema de monitoreo que fue introducido en los dos campos.

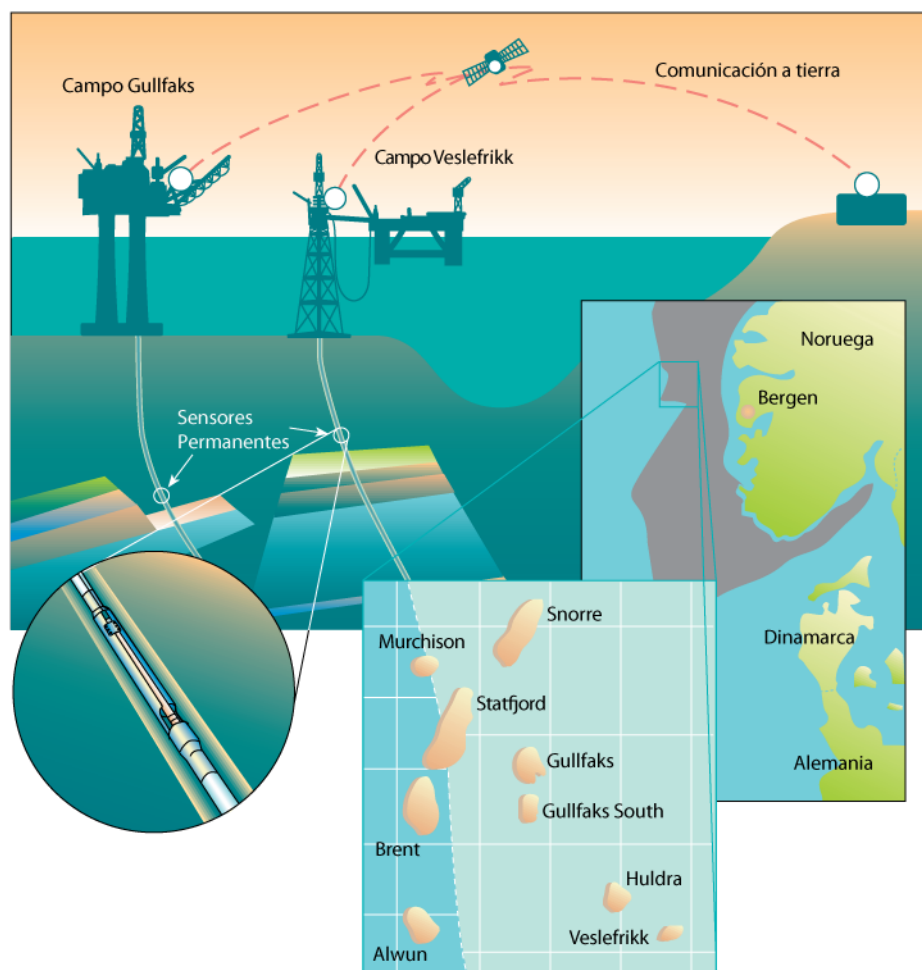


Fig. 2.31 - Localización de los Campos Gullfaks y Veslefrikk y su Sistema de Monitoreo Permanente.

Las propiedades de los dos campos son diferentes, esto condujo a diferentes aplicaciones de sensores permanentes. El Campo Gullfaks tiene un gran número de fallas sellantes y parcialmente sellantes, por lo tanto, fue necesario determinar el grado de comunicación entre estas.

Para ambos campos, los datos de los sensores permanentes fueron utilizados para asegurar que solamente se tenía flujo en una sola fase en cada falla del bloque. Los sistemas de sensores permanentes también fueron utilizados para el monitoreo del pozo, optimizar el rendimiento y el análisis del flujo transitorio para la prueba del pozo.

Los sensores permanentes son particularmente aptos para proyectos de desarrollo como los del Mar del Norte debido a la necesidad de contar con datos durante la producción inicial para garantizar la rentabilidad del proyecto.

Esto es debido a que los campos tienden a tener vidas cortas, por lo tanto, se tiene que recolectar una gran cantidad de datos durante la producción inicial para su evaluación. En ambos campos, las capacidades de los pozos no eran suficientes para los métodos de producción convencionales, por lo tanto los métodos convencionales de adquisición de datos retrasaría significativamente la producción (los gastos no podían exceder de 5000 [m³/día] debido a la presión de fondo).

Después de que los costos directos fueron comparados, se descubrió que el periodo de recuperación para la instalación de un sistema de monitoreo permanente es por lo general menos de un año, este análisis se basa en una comparación entre los sensores de wireline y los sensores permanentes. Una vez más teniendo en cuenta los sensores por wireline o línea de acero, la geometría compleja del pozo como un pozo altamente desviado requiere de tubería flexible, lo que incrementa mucho los costos de instalación, lo que no afecta a los sensores permanentes.

Los requerimientos de los sensores permanentes para ambos campos eran de alta precisión, alta resolución y con un bajo drift. Además, era importante que los sensores pudieran soportar los choques de la tubería transportada junto con las pistolas de perforación. Una propiedad común en ambos campos era la alta permeabilidad con un corto tiempo de respuesta transitoria; por lo tanto se requería de un sensor con un tiempo de escaneo de un segundo. La Tabla 2.5 ofrece un resumen de los datos de los sistemas de sensores permanentes según lo dispuesto por los proveedores. Las causas comunes de fallas eran los cables mal unidos, instalados en fábrica. Consecuentemente, los cables fueron cambiados para corregir los defectos de fabricación en 1991.

Datos del Sistema de Sensores Permanentes			
Sistema de Sensor	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Tipo de Sensor	Capacitor de Cuarzo	Cuarzo	Cuarzo
Rango de Presión	10000	11500	11000
Precisión de la Presión	± 0.025	± 0.025	± 0.025
Resolución de la Presión	0.069	0.069	.055
Rango de Temperatura	0 – 150 [°C]	0 – 150 [°C]	0 – 150 [°C]
Resolución de la Temperatura	0.01 [°C]	0.03 [°C]	0.001 [°C]
Precisión de la Temperatura	± 0.5 [°C]	± 0.03 [°C]	± 0.001 [°C]
Drift	< 14 [KPa/año]	< 7 [KPa/año]	< 27 [KPa/año]
Máxima Velocidad de Muestreo	0.8 [seg]	1 [seg]	1 [seg]
Diámetro	31.8 [mm]	44 [mm]	40 [mm]
Longitud	115 [cm]	126 [cm]	87 [cm]
Modo Delta ($\Delta p/\Delta T$)	Si	Si	Si
Controlado Remotamente	Si	Si	Si
Tipo del Mandril	Montaje Lateral	Montaje Lateral	Montaje Lateral
Tamaño del Mandril	5½" y 7"	5½" y 7"	4½" y 5½"
Tipo de Cable	¼" y 1/8"	¼"	¼"
Encapsulado	11 x 11 [mm]	12 x 18 [mm]	12 x 17 y 11 x 11 [mm]

Tabla 2.5 - Tabla de Sistemas de Sensores de diferentes proveedores

El plan de desarrollo para el Campo Gullfaks estaba basado en un flujo de aceite en una sola fase, esto significaba que no había gas libre en el yacimiento, para garantizar que no había movimiento de gas libre, la presión del yacimiento tenía que mantenerse por encima de la presión de saturación. Con el fin de lograr este objetivo, se definió un margen de ajuste entre la presión del yacimiento y la presión del fondo del pozo en la zona de disparos.

Este margen tenía que ser mayor o igual a la incertidumbre de las curvas de elevación empíricas junto con la presión de saturación. Se encontró que el valor oscila entre 500 y 1000 [kPa]. Utilizando un sistema de monitoreo de sensores permanentes, se monitoreo continuamente la

presión de fondo fluyendo, la cual se mantuvo ligeramente por encima de la presión de saturación. Se calcula que esta actividad dio lugar a un aumento de potencial en el gasto de producción de aceite de alrededor de 100 a 500 $\text{m}^3/\text{día}$. La Fig. 2.32 muestra el monitoreo de los datos de presión usando un sensor permanente durante un periodo de seis meses. En la grafica, se puede ver claramente como la presión del fondo fluyendo era ajustada frecuentemente para mantenerse por encima de la presión de saturación. Esto dio lugar a un incremento en el gasto de aceite, este incremento comprendía entre 200 a 300 $\text{m}^3/\text{día}$. Los datos de los sensores fueron utilizados junto con ecuaciones empíricas de flujo multifásico para crear curvas ajustadas para los pozos sin sensores permanentes. Basándose en estas curvas los gastos de flujo también fueron ajustados para mantener la presión de fondo fluyendo ligeramente encima de la presión de saturación.

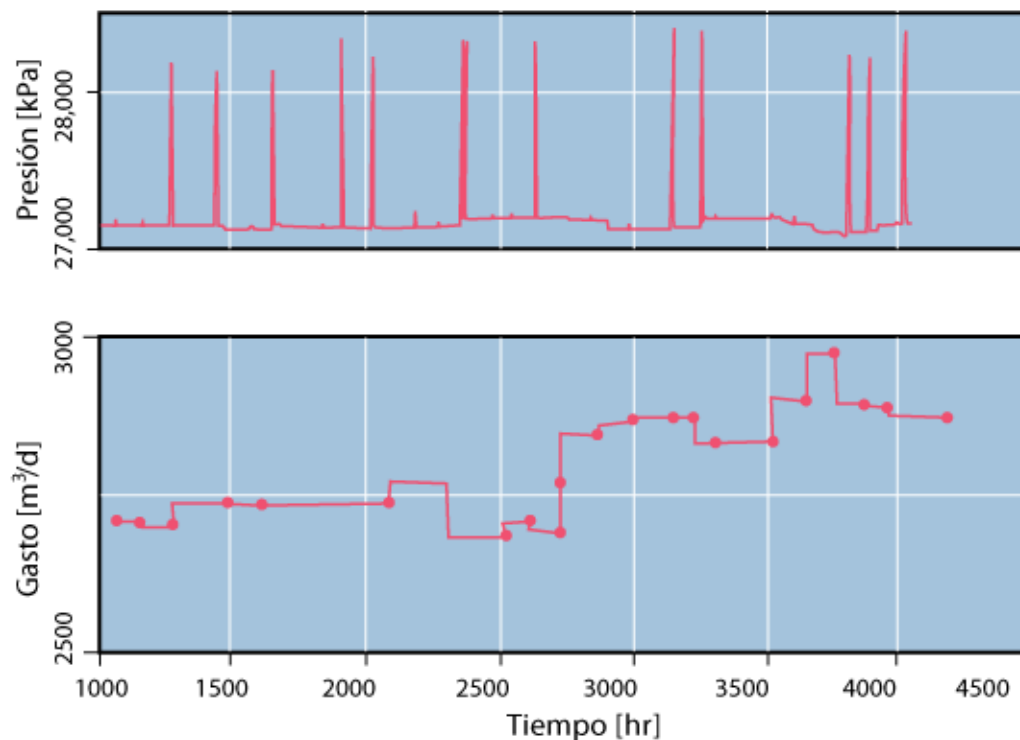


Fig. 2.32 - Monitoreo de la Presión de Fondo Fluyendo para maximizar la producción de aceite en el Pozo C-3 del Campo Gullfaks.

Una vez más, en el Campo Gullfaks, los datos a partir de sistemas de monitoreo permanente fueron utilizados para relacionarlos con los modelos numéricos de diferentes áreas de producción.

Esto permitió la identificación de pozos que tenían cierto grado de comunicación entre ellos. También permite el control de flujo de salida de cada bloque manteniendo de este modo el balance de materia. Los datos se utilizaron para demostrar que no se tenía comunicación a través de una falla, esto se hizo mediante la combinación de datos a partir de sensores permanentes con datos a partir de mediciones hechas a la formación en agujero descubierto. La Fig. 2.33 muestra los datos de los sensores permanentes situados en los pozos A-10 y A-11, de los cuales el pozo productor de aceite era el pozo A-10, posteriormente este pozo fue cerrado cuando el pozo A-11 fue puesto en marcha. A partir de datos geológicos previos, se demostró que se encontraba una falla entre los dos pozos, la comunicación entre estos dos pozos fue comprobada mediante la combinación de los datos de sensores permanentes con mediciones de presión de formación a agujero abierto. A partir de los datos, se puede observar que después de que el pozo A-10 fue cerrado, se dio una respuesta de presión al arrancar el pozo A-11 demostrando que efectivamente existía una comunicación entre los dos pozos. Esta comunicación se muestra en la Fig. 2.33.

Los sistemas de monitoreo también fueron utilizados para determinar qué aspectos de la terminación del pozo afectaban en gran forma a la productividad. Teniendo en cuenta el Campo Gullfaks, alrededor del 40% de sus pozos tenían una terminación en agujero entubado con empaque de grava, este empaque de grava contribuyó cerca del 50% de la producción de aceite, por lo tanto el monitoreo del desempeño del empaque de grava de estos pozos fue crucial para la optimización del desempeño del campo.

Los Sistemas de Monitoreo Permanente también se utilizaron para el análisis de pruebas de presión realizadas al pozo, a pesar de que los sensores se situaron a unos 200 y 630 [m] por encima de los disparos, se descubrió que los efectos de almacenamiento del pozo no dominaron a los datos transitorios. La Fig. 2.34 muestra los datos de incremento de presión a partir de los sensores permanentes y de los sensores bajados por línea de acero o wireline localizados cerca de los disparos.

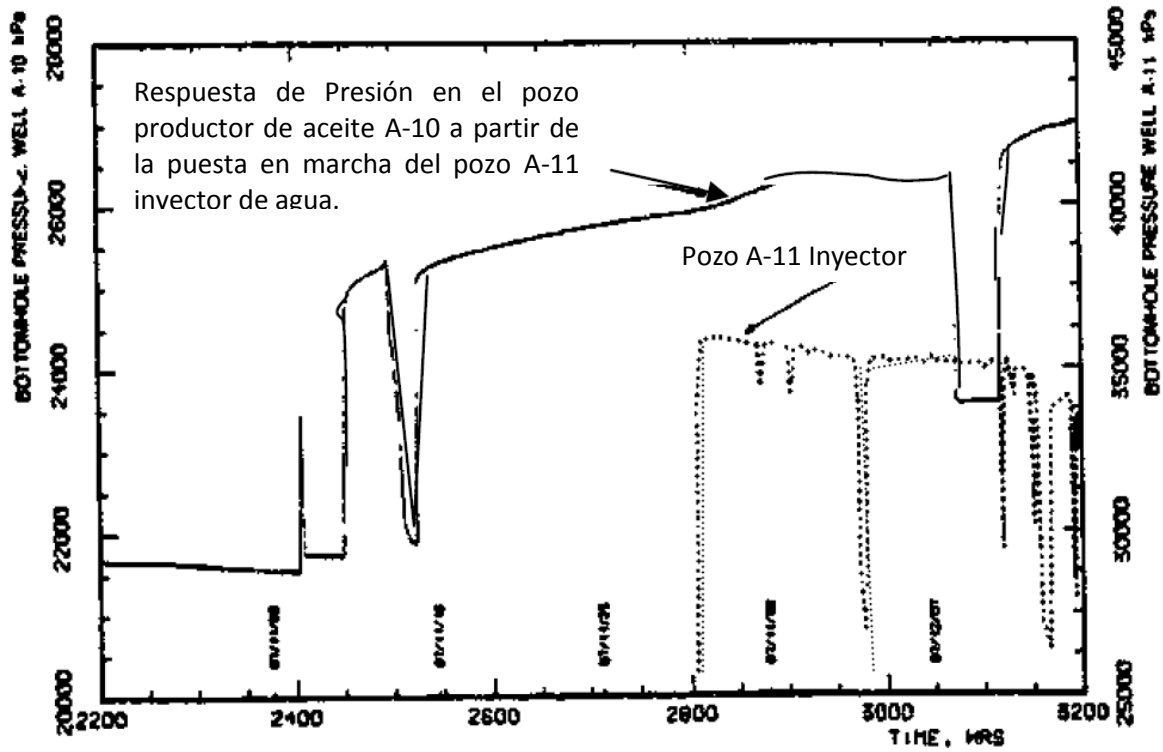


Fig. 2.33 - Comunicación entre pozos a partir de datos de Sensores Permanentes.

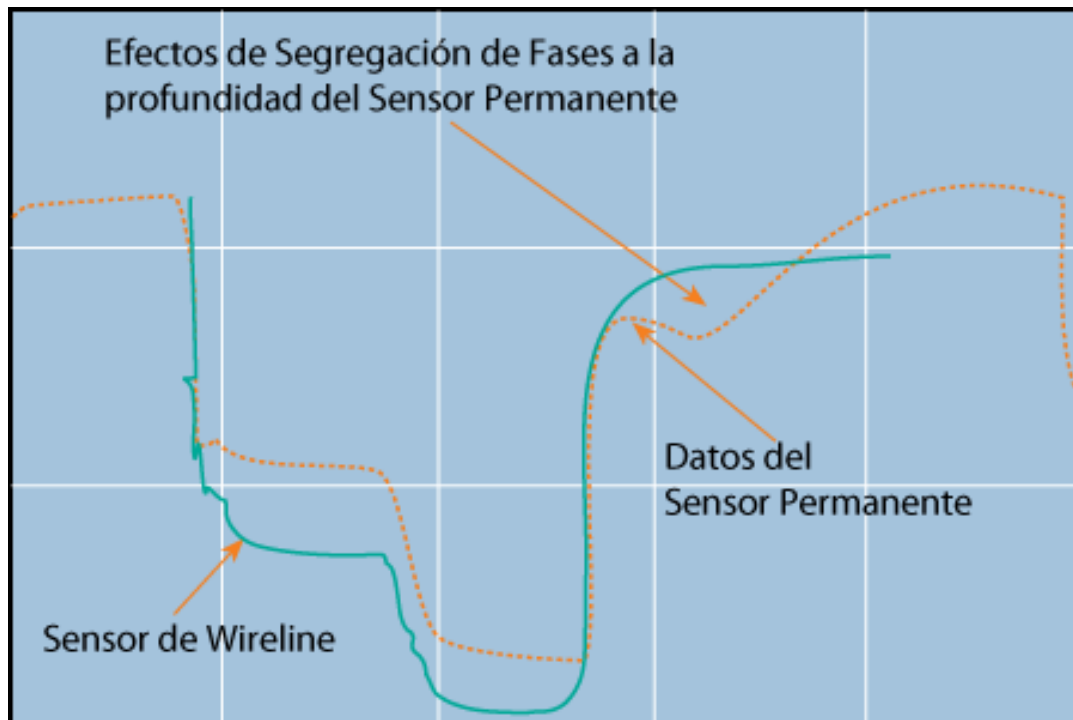


Fig. 2.34 - Datos de Presión para el análisis transitorio a partir de Sensores Permanentes y Sensores por Wireline.

La Fig. 2.34 nos da una idea de lo que sucede a causa de la segregación de fases en la profundidad a la cual se encuentra el sensor permanente. La diferencia en el daño calculado a partir de ambos conjuntos de datos se produce debido a las pérdidas de presión por fricción entre los intervalos perforados y la profundidad de los sensores permanentes. En el pasado, los datos de sensores permanentes eran comparados con registros de producción de los mismos pozos, a partir de estas comparaciones, era posible hacer una correlación de pérdida de presión por fricción por unidad de longitud como una función del gasto de aceite. Esto permitió la disminución del daño por fricción a partir del factor de daño total, haciendo posible estimar el factor de daño a la formación.

Generalmente, en la zona del Mar del Norte, las primeras instalaciones de sensores permanentes no fueron fiables, sin embargo, poco tiempo después las instalaciones fueron mucho más fiables que las anteriores. En Junio de 1993, 40 sensores permanentes fueron instalados en el Campo Gullfaks, reemplazando a otros sensores que habían sido instalados en Julio de 1987 y de los cuales solo el 58% aún estaban en funcionamiento. Observando la Tabla 2.6 se puede observar que el 68% y el 60% de los sensores en el Campo Gullfaks siguen en operación mientras que en el Campo Veslefrikk tiene una tasa de éxito de solo el 25%. La diferencia en la fiabilidad puede ser debido a la diferencia de temperatura del yacimiento de los dos campos.

Índice de éxito de Sensores Permanentes de Fondo – Junio 1993				
Sistema	Total de Sensores Instalados	Total de Sensores Funcionando	Porcentaje de Sensores Funcionando	Sensores que han trabajado más de un año
Sistema 1	22	15	68	71
Sistema 2	10	6	60	78
Sistema 3	8	2	25	75
Total	40	23	58	72

Tabla 2.6 - Índice de éxito de Sensores Permanentes de Fondo

La temperatura promedio del yacimiento para el Campo Gullfaks fue de 70 [°C] mientras que para el Campo Veslefrikk fue aproximadamente de 130 [°C], esta alta temperatura podría ser la razón por la cual existe una mayor tasa de fracaso con los sensores permanentes. Los pozos del Campo

Veslefrikk eran mucho más profundos que los pozos del Campo Gullfaks, cuanto más profundo el pozo, mayor es el riesgo de fracaso debido a fallas en los cables, como se ha comentado anteriormente.

Realizando un análisis de fallas en 17 de los sensores fallidos revelo que alrededor del 50% de las fallas fueron causadas por un cortocircuito o circuito abierto ocurrido dentro de las uniones de los cables instalados en fábrica. La razón de esto es probablemente debido a la tensión ocurrida desde el conductor central deslizándose dentro del tubo de acero.

2.2.7 Problemas con Sensores Electrónicos de Fondo de Pozo

Es sorprendente que a pesar de toda la valiosa información que se puede adquirir a partir de los sensores electrónicos de fondo de pozo, aun se encuentran muchos problemas con este tipo de tecnología, La razón más grande de todos estos fracasos siempre se le ha asumido al duro ambiente del fondo del pozo. El construir un sensor permanente que funcione con éxito con una mínima intervención por un cierto número de años, es un reto lo suficientemente grande, además llevar a cabo esta hazaña a 3000 [Ft] bajo la superficie a una temperatura de quizás 1700 [°F] representa un desafío mayor.

Sin embargo, basándose en un estudio de fallas en sensores en pozos profundos con un ambiente hostil en el Campo de Villafortuna-Trecate en el norte de Italia, se descubrió que diferentes tipos de sensores tienden a tener una falla característica única. También se creía que los sensores de cuarzo, a pesar de sus limitaciones en proporcionar una respuesta transitoria precisa parecen dar el mejor rendimiento con el sensor de capacitancia y los Strain Gauges o sensores de tensión que no se quedan atrás. Otro resultado interesante de este estudio es que no parecía haber ninguna prueba absoluta de la relación entre las fallas de los sensores con la temperatura, presión o gasto. Algunos de los sensores suministrados por las compañías de servicios fallan a las pocas horas después de la instalación, independientemente del entorno al que son sometidos los sensores.

Basándose en un estudio de cinco años, la mayor causa de las fallas de un sensor en ambientes de alta temperatura y alta presión, comúnmente conocidos como HT/HP, fue que los sensores no eran adecuados para las aplicaciones de fondo propuestas. Hay razón para creer que no hay

suficiente interés en la tecnología HT/HP en comparación con otros mercados debido a que el tamaño del mercado no es alentador. La Tabla 2.7 es un resumen de las características del yacimiento del campo. El estudio sobre el desempeño de los sensores se prolongó durante cinco años, entre 1987 y 1992. La Tabla 2.8 muestra un resumen de las configuraciones de sensores utilizados en el campo.

Características del Yacimiento del Campo Villafortuna-Trecate		
	Dolomita Conchondon (Nivel Superior)	Dolomita Monte San Giorgio (nivel Inferior)
Profundidad del Yacimiento [ft]	18270	19860
Profundidad Medida [ft]	19588	20923
Espesor Promedio de [ft]	100	50
Porosidad Promedio [%]	5	3
Permeabilidad Promedio [mD]	600	85
Presión Estática [psi]	14903	15500
Temperatura Estática [°F]	334	342
Presión Parcial de CO ₂	28 a 43	28 a 43
Presión Parcial de H ₂ S	0.04 a 0.28	04 a 4.3

Tabla 2.7 - Resumen de las Características del Yacimiento del Campo Villafortuna-Trecate.

Durante el periodo de cinco años, 62 sensores fueron instalados, de esos 62 sensores 24 muestran fallas en este estudio. La tabla 2.9 es un resumen general de las fallas de los sensores. A partir del estudio, se observó que un número considerable de fallas apareció cada año. Existen dos tipos de fallas, las fallas en el sensor y las fallas en el cable. Las fallas en el cable dan como resultado la pérdida de señal del sensor en el agujero, mientras que las fallas en los sensores representan un defecto en el rendimiento real del sensor. En este estudio, los sensores fueron suministrados por cuatro compañías de servicios. En la tabla 2.10 se muestra el desempeño de los sensores de dos de esas compañías.

Configuraciones de Sensores utilizados en las operaciones del Campo Villafortuna-Trecate	
Numero de Sensores	Modo de Operación
1	Lectura en superficie
2	Lectura en superficie
2	Lectura en superficie con Memoria
2	Memoria
3	Lectura en superficie (1) y Memoria (2)

Tabla 2.8 - Configuraciones de Sensores utilizados en el Campo Villafortuna-Trecate.

Resumen de Fallas en Sensores							
Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total
Total de Sensores	2	8	11	14	14	13	62
Fallas	0	2	6	6	4	6	24

Tabla 2.9 – Resumen total de las fallas en los sensores del Campo Villafortuna-Trecate.

El resultado del estudio dio lugar a la conclusión de que en el mercado no se tenían sensores fiables en ese momento, también reveló que las especificaciones de los sensores afectaban a la calidad de los datos medidos del fondo del pozo. Los diferentes tipo de sensores tienen que ser tratados de manera diferente y utilizados de la forma en la cual se ha especificado únicamente con el fin de registrar mediciones precisas.

Desempeño de los Sensores suministrados por las Compañías A y B							
Compañía A							
Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total
Trabajos	0	0	3	6	2	9	20
Fallas en sensores	0	0	2	4	1	4	22
Fallas Múltiples	0	0	0	1	1	0	2
Datos Pobres	0	0	1	0	1	2	4

Compañía B							
Año	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total
Trabajos	2	6	7	8	7	6	36
Fallas en sensores	0	2	4	2	2	1	11
Fallas Múltiples	0	1	3	1	1	0	6
Datos Pobres	0	2	1	1	1	1	6

Tabla 2.10 – Resumen de las Fallas de los Sensores Suministrados por las Compañías A y B.

Otro estudio sobre el desempeño de los Sensores, esta vez llevado a cabo por Shell International, mostro que aproximadamente el 30% de las fallas en sensores era en realidad debido a una falla en el cable. La experiencia de campo del caso de estudio discutido previamente en el Mar del Norte también mostro que las fallas relacionadas con el cable del sensor fue una causa común. Este problema fue abordado mediante la instalación de cables libres debido a que se dieron cuenta de que las fallas debido a cables, se debían solamente en las uniones de los cables. La correcta instalación de los cables redujo en gran medida la aparición de fallas en los cables del Mar del Norte. El estudio mostro que alrededor del 50% de las fallas se debieron a los problemas con los conectores, mientras que solo alrededor del 20% de las fallas se debían a fallas con los sensores de fondo de pozo. De igual forma el estudio está de acuerdo con un estudio similar realizado por la compañía Schlumberger (concluido en el año de 1999). La Fig. 2.35 muestra un resumen del estudio realizado por Schlumberger.

Una conclusión obvia de ambos estudios es que la presencia de diferentes partes, ya sean móviles o no, contribuyen en gran manera al número de fallas o fracasos, ya que la mayoría de estos se produjeron debido a las conexiones de los sensores, fallas en los cables, y fallas en la electrónica del sensor. Entre menos componentes se tengan en un sensor de fondo de pozo, menor es la posibilidad de que fallen. Esto es por supuesto la premisa de los sistemas de monitoreo de fibra óptica, mediante la cual se extiende una sola fibra larga para servir como el cable y el sensor al mismo tiempo. Un área que aun requiere de investigación es la eliminación de la electrónica del fondo del pozo en los sensores electrónico de presión y temperatura.

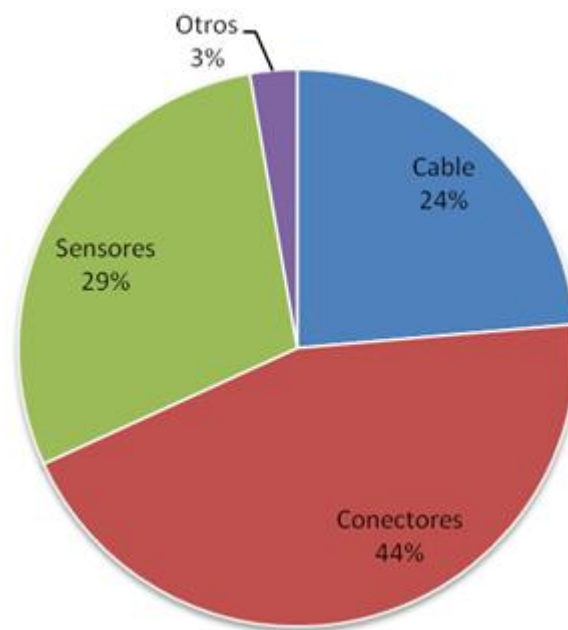


Fig. 2.35 - Fallas de los Componentes de los Sistemas Electrónicos de Fondo de Pozo como se muestra según el estudio de la compañía Schlumberger.

Capítulo 3 - Sensores de Fibra Óptica

Este capítulo da una visión general de los distintos tipos de los sensores de fibra óptica utilizados en la exploración y explotación de hidrocarburos. En él se detallan los principios de funcionamiento y el diseño de éstos, así como se analizan casos de estudio sobre diferentes tipos de sensores utilizados en la industria petrolera, claro, tomando en cuenta el problema del drift en los sensores de fibra óptica, el cual también es analizado. Una gran ventaja de este tipo de sensores sobre los sensores de presión de cuarzo, es la ausencia de la electrónica del fondo de pozo, esta ventaja es un tanto opacada por el problema que se tiene con el drift en los cables de fibra óptica. Como se menciona anteriormente, todavía es demasiado pronto para evaluar la fiabilidad de los sensores de fibra óptica, pero a su vez, estos han encontrado su aplicación en sensores de temperatura distribuida y son por lo tanto susceptibles de permanecer en la industria como una solución permanente para el control de la temperatura y datos de sísmica.

3.1 Introducción a los Sensores de Fibra Óptica

En los últimos años, la fibra óptica ha ganado gradualmente la aceptación de ser instalada como sensores permanentes de fondo de pozo dentro la industria petrolera. Las fibras ópticas no tienen partes móviles, son inmunes a la radiación electromagnética, y pueden ser instaladas en un pozo durante la terminación del pozo o en cualquier momento posterior.

El atractivo principal de la fibra óptica es su fiabilidad, esto es debido a la ausencia de la electrónica del fondo del pozo, la fibra óptica ha sido investigada y desarrollada durante muchos años para su aplicación en la industria petrolera y entre sus características esta el que tienen un gran ancho de banda, baja pérdida de medio de transmisión y tienen tasas muy altas de transmisión de información (1×10^{12} bits/s).

Una fibra óptica convencional se compone de un núcleo central rodeado por un revestimiento similar al núcleo, pero con un índice de refracción ligeramente menor. En general, ambas regiones están hechas de sílice.

Sin embargo, en el campo petrolero, se requiere un mayor nivel de protección a la fibra óptica, esto es debido a la temperatura y a los ataques químicos por parte de una acidificación u operaciones similares, así como también se requiere protección a la abrasión mecánica. Los sensores de fibra óptica comerciales pueden ser divididos en sensores para medir la presión y gasto y los sensores de temperatura distribuida, principalmente.

La medición de los parámetros del fondo del pozo con la ayuda de los sensores de fibra óptica ha sido estudiada mediante diferentes métodos y procedimientos, sin embargo el fenómeno más común que ha sido estudiado es la medición del cambio en la longitud de onda, que ocurre en respuesta al parámetro medido como la presión o la temperatura.

Los sensores basados en intensidad, son el tipo más común de sensores de fibra óptica, esto se debe a la facilidad con que pueden ser diseñados y aplicados para la medición de las variables físicas del fondo del pozo.

Una fuente de luz, como un diodo emisor de luz, comúnmente conocidos como LED's (Light Emitting Diode), los cuales son baratos, pueden ser usados con estos sensores basados en intensidad junto con simples foto-detectores para determinar la intensidad de la potencia óptica en la salida del sensor.

Un ejemplo de un sensor basado en intensidad configurado para mediciones de presión de fondo de pozo es el sensor de micro curvatura (microbend). El diagrama de la Fig. 3.1 es un esquema de un sistema de sensores de micro curvaturas. En este sensor de micro curvatura, una longitud de fibra óptica es conectada a una fuente y a un detector, posteriormente es colocada entre dos placas, cada una con dientes o crestas mecanizadas, lo que provoca que la presión aplicada a las placas se pueda medir en términos de reducción de la potencia óptica transmitida a la fibra. Esto se debe a que se puede medir periódicamente la deformación de las fibras ópticas. Dicha medición se puede realizar mediante la aplicación de un análisis teórico o por medio de una calibración experimental. Las imprecisiones pueden surgir en este tipo de mediciones ya que los efectos también pueden causar una reducción en la salida óptica del sensor o un alargamiento de la misma fibra óptica, lo que ocurre es que todas las pérdidas ópticas se le atribuyen a la presión

aplicada o la temperatura registrada, aun cuando algunas se produjeron como consecuencia de otros efectos, tales como la flexión de la misma fibra óptica, la cual puede no ser considerada.

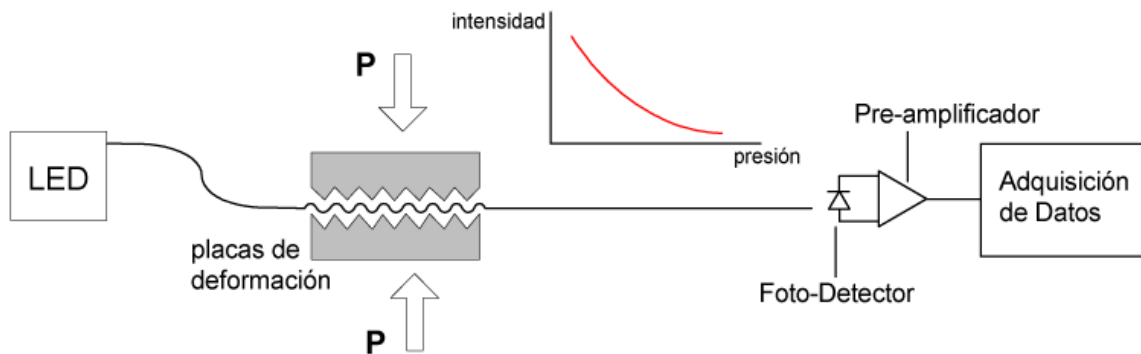


Fig. 3.1 - Sensor de Fibra óptica basado en intensidad para la medición de la presión a través de micro curvaturas.

3.2 Sensores de Presión de Fibra Óptica

Existen dos métodos comunes para convertir una fibra óptica en un sensor de presión como son los principios físicos de los sensores **Fiber-Braggs Grating** o la interferometría de Fabry-Perot.

3.2.1 Sensores Fiber-Braggs Grating

El funcionamiento de los sensores Fiber-Bragg está basado en la dependencia de la reflexión o el espectro de transmisión en la medición del parámetro físico a “medir”. Por lo tanto, bajo la influencia de la tensión aplicada a la rejilla de la fibra Bragg, la longitud de la onda de Bragg cambiará. El funcionamiento práctico del sensor requiere la detección de estos cambios de longitud de onda y su conversión a una señal de salida eléctrica.

En la Fig. 3.2, el conjunto del elemento activo del transductor es montado dentro de una cubierta protectora, el elemento activo se mantiene en su lugar debido a dos elementos en los extremos y a un elemento sellante. Un sensor diferencial Fiber-Bragg Grating está basado en una estructura de triángulo isósceles en cantiléver, esto está presente en el modulo activo del sensor para

transformar la presión en función del cambio del diámetro interno en la flexibilidad de un cantiléver y luego en una señal de salida de luz modulada de longitud de onda.

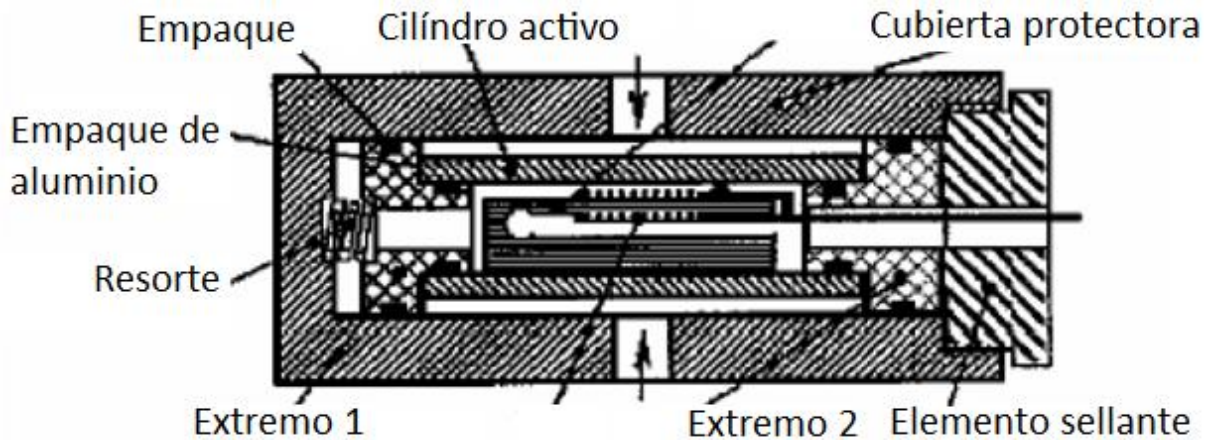


Fig. 3.2 – Diagrama de un transductor de fibra óptica

El sensor opera bajo el principio de la Teoría de un transductor del módulo de Bulk (Módulo de Compresibilidad), en consecuencia, la deformación o el esfuerzo ϵ_c del elemento activo libre es una función de la presión medida y puede ser descrita matemáticamente como la ecuación siguiente:

$$\epsilon_c = -\frac{P}{E_c} \frac{K^2}{K^2 - 1} (2 - \nu) \quad (3.1)$$

Donde:

ϵ_c = Deformación o Esfuerzo del elemento activo

K = Es la relación entre el diámetro exterior y el diámetro interno del elemento activo libre (adimensional) [1]

ν = Coeficiente de Poisson (adimensional) [1]

E_c = Modulo de Young del material del elemento activo [psi]

P = Presión [psi]

De la solución matemática anterior se deriva la siguiente expresión para los cambios de presión en el diámetro interno D del elemento activo:

$$\frac{\Delta D}{D} = \frac{\Delta P}{Ec} \frac{K^2}{K^2 - 1} (2 - \nu) \quad (3.2)$$

Lo que puede ser explicado con el siguiente diagrama:

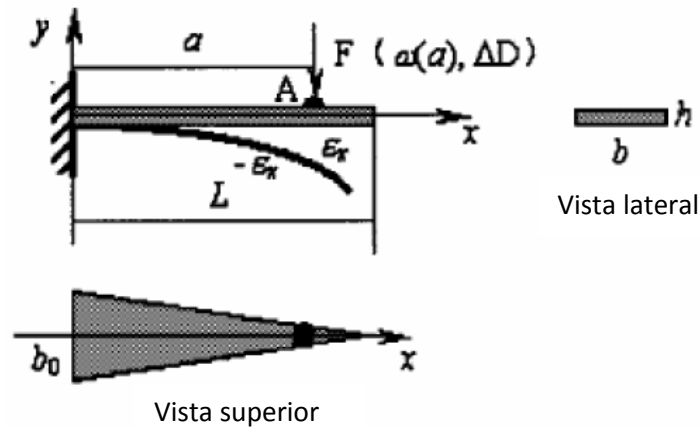


Fig. 3.3 – Diagrama esquemático de un triángulo isósceles en cantiléver.

En la Fig. 3.3 aplicando la teoría de la mecánica de materiales, la tensión longitudinal ϵ_x (como se muestra en el diagrama) en un cantiléver de igual espesor, puede ser expresada en función de la reflexividad " ω " en el extremo sin cantiléver, es decir:

$$\epsilon_x = \frac{6(L-x)}{L^3} h\omega \quad (3.3)$$

Donde:

$$\omega = \frac{FL^3}{3\epsilon_x J_y} \quad (3.4)$$

L = Longitud [in]

h = Grosor del Cantiléver [in]

ϵ_x = Tensión Longitudinal

F = Fuerza equivalente a la presión medida actuando en el cantiléver [N]

J_y = Momento de Inercia

ω = Reflexividad

Para un triángulo isósceles, la opción de un cantiléver de igual grosor:

$$J_y = \frac{bh^3}{12} = \frac{b_o(L-x)h^3}{12L} \quad (3.5)$$

Donde:

b = Ancho de la sección transversal del cantiléver [in]

b_o = Ancho en el extremo del cantiléver [in]

En el punto de contacto de A ($x=a$), el cambio en el diámetro interno del elemento activo es causado por las variaciones de presión medidas, estas variaciones corresponden a la reflexividad del cantiléver. Esto es descrito matemáticamente en la siguiente ecuación:

Donde $\omega(a) = \Delta D$ como se indica en la Fig. 3.3 y

$$\varepsilon_x = \frac{6(L-x)h\omega}{L^3} = \Delta P \frac{6hDK^2(L-a)(2-\nu)}{E_c L^3 (K^2 - 1)} \quad (3.6)$$

De la ecuación 3.6, se puede ver que la tensión longitudinal en el cantiléver (ε_x) es independiente de la posición x , por lo tanto la tensión longitudinal del cantiléver es solo una función lineal de la presión. Si el ruido de las señales del espectro de las rejillas puede ser evitado, la resolución de la señal de cambio de longitud de onda mejorara la precisión de la medición.

Para las mediciones de temperatura usando el mismo sensor, el cambio en la longitud de la onda Bragg ($\Delta\lambda_B$), con la tensión y la temperatura, ΔT , se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta\lambda_B}{\lambda_B} = (1 - P_e)\varepsilon + (\alpha + \xi)\Delta T \quad (3.7)$$

Donde:

$\mathcal{E} = \mathcal{E}_x$ = tensión aplicada.

P_e = Coeficiente foto-elástico de la fibra.

λ_B = Centro de la longitud de la onda Bragg.

α = coeficiente de expansión térmica del material de la fibra.

ξ = Coeficiente termo-óptico de la fibra

Puesto que tenemos dos fibras con rejillas de Bragg en este sensor, colocadas muy cerca una a la otra, los cambios de las longitudes de onda de Bragg debido a la temperatura se consideran idénticos. Por otro lado, los cambios debido a la tensión o presión son en direcciones opuestas, por lo tanto, la tensión positiva tiene un efecto contrario en la rejilla de Bragg de la fibra inferior con respecto a la superior. Basado en el método de medición diferencial y el diseño de la estructura, las longitudes de onda de Bragg se moverán hacia direcciones respectivamente de mayor longitud de onda a menor longitud de onda y con el mismo ancho. La diferencia corresponde a las variaciones de presión descritas en la Fig. 3.2

3.2.2 Sensores de Interferometría Fabry-Perot

Este tipo de sensores de presión de fibra óptica aplican el principio de Fabry-Perot, el cual utiliza el patrón de interferencia debido a la reflexión de la luz láser a partir de dos reflectores. Una buena ventaja de los sensores de interferometría de fibra óptica es que son sensibles a las pérdidas ópticas. En una fibra de interferometría, la luz proveniente de una fuente con alta coherencia es dividida en dos trayectorias o caminos. En la Fig. 3.4 se ilustra una fibra óptica de interferometría del tipo Mach-Zehnder.

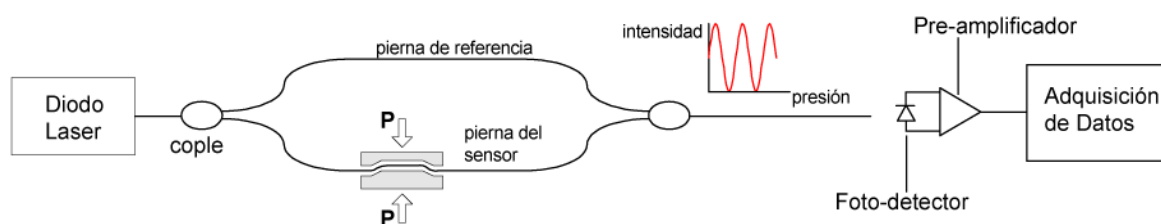


Fig. 3.4 - Sensor interferométrico de fibra óptica Mach-Zehnder.

La pierna de referencia (Fig. 3.4), (que es una de las trayectorias ópticas), se aísla de los parámetros físicos a medir, mientras que la pierna del sensor (la otra trayectoria) se somete a ese parámetro físico. El sensor está diseñado de tal manera que la magnitud medida (ya sea presión, temperatura, etc.) cause un cambio en la longitud de la trayectoria óptica de la pierna del sensor, este cambio podría darse tanto en el alargamiento de la pierna o en el índice de refracción. En la Fig. 3.4 se muestra que la presión aplicada a las placas genera una deformación que, o bien se alarga o se acorta la fibra. En la salida se produce una combinación de las trayectorias ópticas, tanto de la trayectoria de referencia y como de la pierna del sensor, esto provoca una interferencia debido a que la luz es coherente. El grado de interferencia depende de la diferencia de fases relativas entre la interferencia de las ondas de luz, que a su vez dependen de la presión o temperatura medida.

Si las ondas están en fase, la interferencia será constructiva produciendo de esta manera la potencia óptica. Por otro lado, si las ondas están fuera de fase, la interferencia será destructiva y causara una reducción en la potencia óptica. La Fig. 3.5 muestra la intensidad de salida de un sensor interferométrico en función del cambio en la longitud del camino óptico.

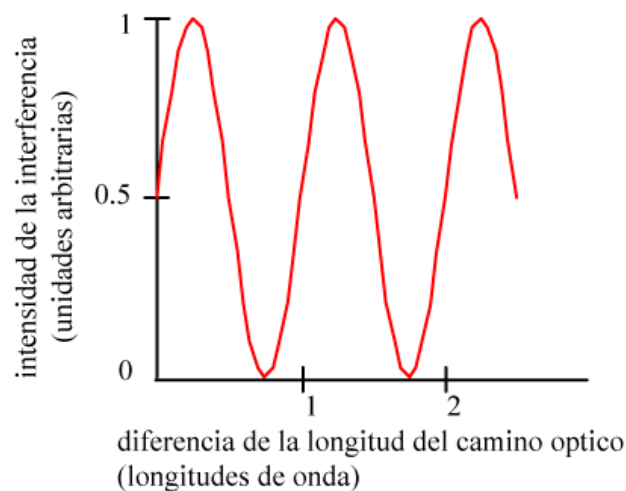


Fig. 3.5 - Salida típica de un sensor interferométrico para un aumento de la longitud del camino óptico.

Debido a que la salida del interferómetro varía considerablemente con los cambios de longitud de la trayectoria óptica en la disminución de la longitud de la onda de luz, el interferómetro

proporciona mediciones altamente sensibles del alargamiento de la fibra óptica o del índice de refracción. Incidentalmente, los cambios en la trayectoria óptica superiores o mayores a la longitud de onda producirán un cambio periódico de energía en la salida del sensor, estos cambios periódicos en la salida hacen que la interferencia sea más difícil de medir e interpretar. Para poder interpretar eficazmente tal salida, es necesario un equipo adicional o un algoritmo para producir una salida que es una variable monótona en función de la presión aplicada.

La configuración de autocalibración interferométrica basada en intensidad (SCIIB self-calibrating interferometric intensity-based) del sensor fue inventada recientemente por el laboratorio "Virginia Tech Photonics", que combina la alta sensibilidad de la interferometría con el procesamiento de la señal de los sensores basados en intensidad.

El sensor mostrado en la Fig. 3.6 emplea la estructura conocida como cavidad interferométrica, esta cavidad está formada por dos extremos de fibra óptica pulidos y alineados dentro de un tubo capilar. Cuando la luz entra a través de la fibra óptica desde el sensor, esta se propaga hasta el final de esta.

Debido a la discontinuidad en el índice de refracción, aproximadamente el 4% de la potencia óptica se refleja en el extremo de la fibra debido a las reflexiones de Fresnel (la reflexión de Fresnel es representada como R en la Fig. 3.6), mientras que el resto de la potencia óptica continúa en todo el espacio de aire hasta que cerca del 4% de lo que se refleja sea desde el final de la segunda fibra, lo que se conoce como la fibra reflectora. Esta segunda reflexión (R2) viaja a través del espacio de aire y en la primera fibra (fibra de entrada). Si la fuente de luz es suficientemente coherente (es decir, compuesta de ondas con una diferencia constante en la fase), se producirán interferencias con la intensidad de la interferencia totalmente dependiente de la diferencia de fase relativa de las dos reflexiones.

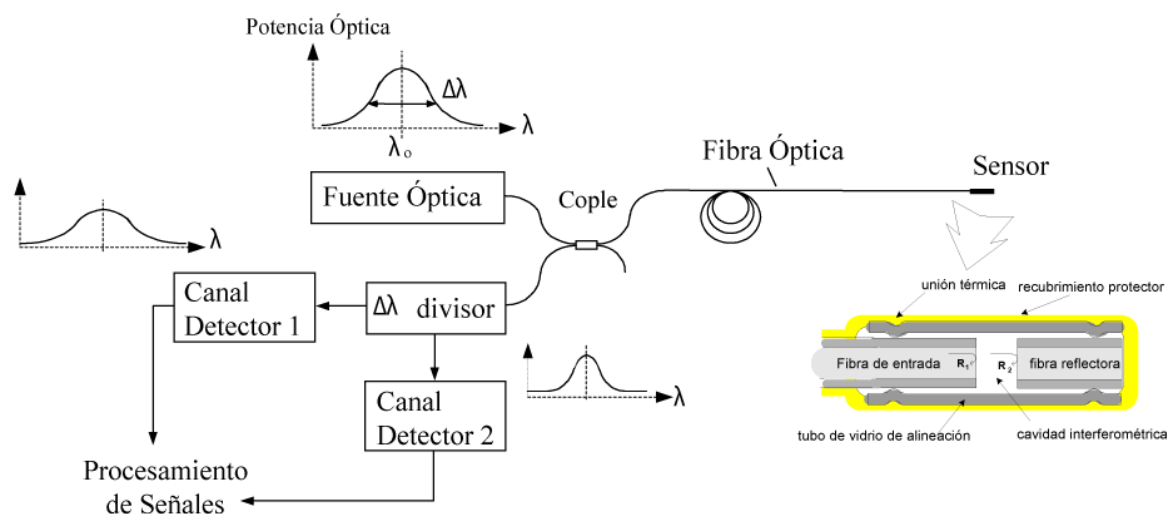


Fig. 3.6 - Esquema del sistema de Auto Calibración del Sensor Interferométrico Basado en Intensidad (SCIIB).

En cuanto a la Fig. 3.7, la presión hidrostática aplicada al sensor tendrá como resultado la deformación del tubo de vidrio capilar de alineación. Cuando la presión aplicada exceda la presión del aire atrapado en el interior del sensor causará que el radio del tubo disminuya con el aumento de la separación de las dos fibras.

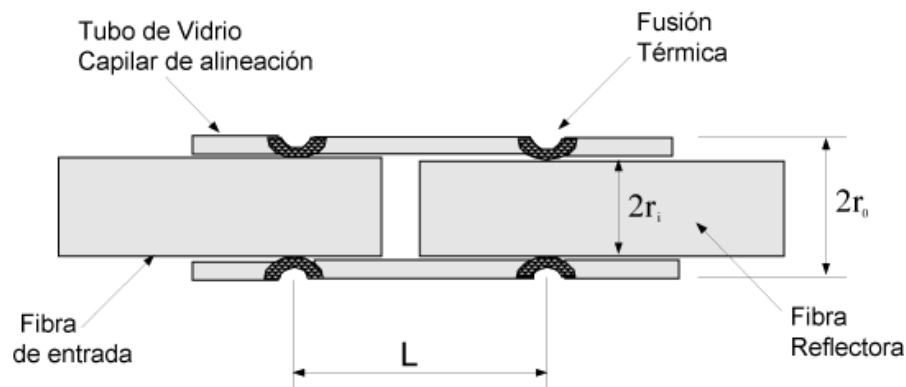


Fig. 3.7 - Geometría del sensor de presión SCIIB.

Esto puede ser descrito matemáticamente, al relacionar el cambio de ΔL en la separación de espacio de aire con la presión aplicada P , es decir:

$$\Delta L = \frac{LP r_o^2}{E(r_o^2 - r_1^2)} (1 - 2\mu) \quad (3.8)$$

Donde:

P = presión aplicada [psi]

μ = coeficiente de Poisson del vidrio [1]

E = módulo de Young del vidrio [psi]

r_1 = radio del tubo capilar de vidrio [in]

r_o = radio de la fibra óptica. [in]

Las sondas de un sensor están diseñadas de tal manera que la intensidad óptica de la salida permanezca en proporción cuasi-lineal a una salida sinusoidal. Esto se hace para ayudar a simplificar el procesamiento y la interpretación de la salida del sensor.

El asegurar que la intensidad se mantiene dentro de la parte cuasi-lineal de la salida se logra mediante el control de la longitud, grosor de la pared del diámetro y el modulo de elasticidad del tubo capilar de alineación durante la fase de diseño del sensor. Los cálculos de de la diferencia (ΔL) en la (Ec.3.8) durante la aplicación de presión pueden ser limitados para restringir una salida del sensor en proporción cuasi-lineal de una función de interferometría. Esto corresponde a lo destacado en **negrita** ilustrado en la Fig. 3.8, destacándose la región cuasi-lineal de la salida del sensor. Dichos diseños eliminan la necesidad de métodos complicados para la interpretación de las señales de salida.

Debido a que la señal de salida ahora puede ser procesada del mismo modo que un sensor basado en intensidad (debido a la limitación que supone), los cambios en la atenuación de la fibra de entrada o la potencia de salida de la fuente puede generar errores. Para evitar estos errores, un divisor de haz óptico se utiliza para dividir la salida del sensor en dos canales.

La coherencia de los dos canales se ajusta con filtros ópticos, la luz en la pierna de referencia se ajusta de modo que tiene una longitud coherente corta mientras que la luz de la pierna del sensor se ajusta de modo que tiene una longitud coherente larga. Las longitudes se ajustan para obtener la longitud de coherencia de la fuente de luz, la cual es mayor que la diferencia de la trayectoria óptica de las dos piernas en un interferómetro. Esto permite que la interferencia se produzca cuando se combina la luz de las dos piernas.

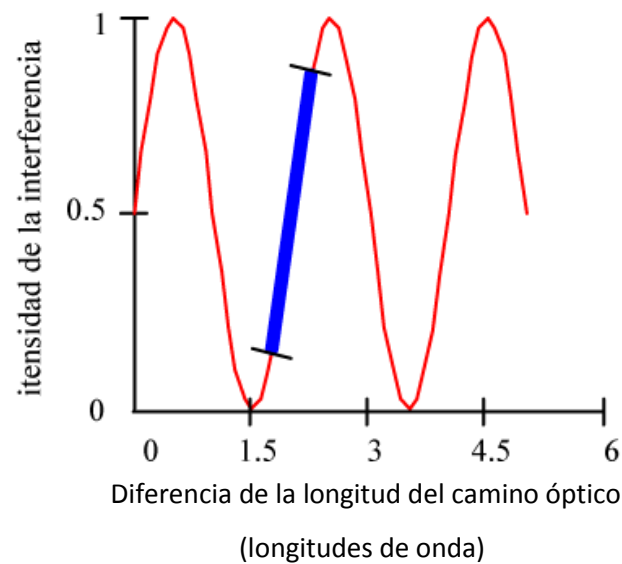


Fig. 3.8 - Intensidad de salida de una cavidad Fabry-Perot.

3.3 Medidor de Flujo de Fibra Óptica

En la actualidad, solo existe un tipo de medidor de flujo de fibra óptica en el mercado, su principio de funcionamiento se basa en una medición acústica de correlación cruzada, que es similar en concepto al medidor de flujo tipo venturi. Un medidor de flujo de fibra óptica utiliza un conjunto de sensores Fiber Bragg para permitir múltiples mediciones ópticas. El sensor de fibra de Bragg es multiplexado en un único cable de fibra óptica.

Igual que con la mayoría de los sensores de fibra óptica, no hay electrónica de fondo, partes móviles o ventanas ópticas. Este sensor es completamente no intrusivo y permite el acceso

completo al pozo. El despliegue se realiza mejor en la fase de terminación de un pozo como parte de la cadena de producción. Los caudalímetros o medidores de flujo están diseñados en dos módulos.

El primer modulo es el conjunto superior, que consiste en un soporte que alberga el transductor de fibra óptica de presión y temperatura, un segundo modulo se compone de un conjunto inferior que sostiene los sensores de flujo óptico y fracción de fase. Ambos conjuntos, superior e inferior pueden ser interrogados con una sola fibra óptica. En la Fig. 3.9 se muestra como está compuesto el arreglo superior e inferior del medidor de flujo.

El hardware del medidor de flujo consta de un tubo sensor interno, una camisa exterior, sensores de flujo de fibra óptica, sensores de fracción de fase y un conector de cierre óptico. Un tubo sensor es cortado de un bloque sólido de material Iconel 718. Un orificio interior de este tubo sensor es pulido sin intrusiones haciéndolo liso. Los sensores ópticos son unidos al tubo sensor exterior y posteriormente encapsulados dentro de una cavidad anular sellada herméticamente. La Fig. 3.10 muestra un medidor de flujo armado completamente.

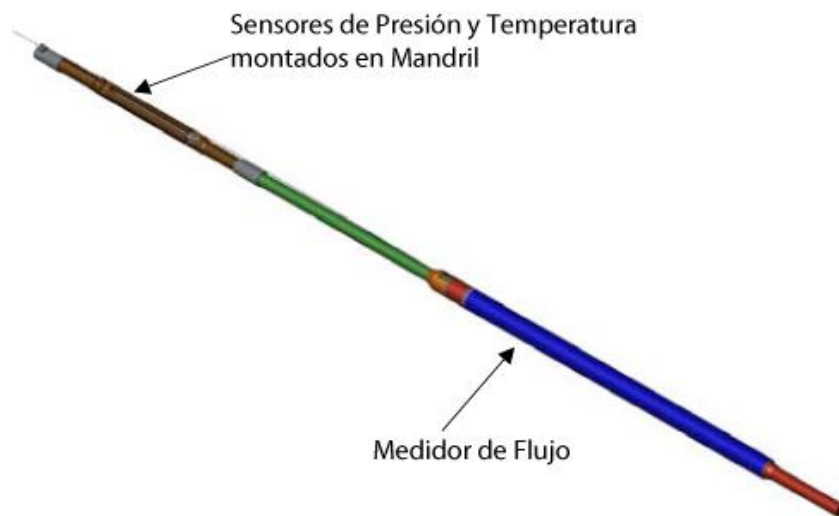


Fig. 3.9 - Sistema de Medidor de Flujo de Fibra Óptica.



Fig. 3.10 - Sistema de Medidor de Flujo totalmente armado con Unidad de Instrumentación de Superficie.

Las especificaciones mecánicas del medidor de flujo de fibra óptica se muestran en la Tabla 3.1. Los medidores de flujo de fibra óptica realizan dos mediciones en el flujo: mediciones de la velocidad Bulk y mediciones de la velocidad del sonido.

Estas mediciones junto con el conocimiento de las densidades y la velocidad del sonido de las fases individuales a la temperatura y presión medidas permiten determinar las tasas de flujo o como normalmente decimos "el gasto". Las mediciones de la velocidad del sonido se realizan mediante mediciones de presión inestables. Estas mediciones de presión permiten determinar el ruido generado por la producción dentro de la tubería de producción, este ruido puede provenir de cualquier fuente asociada a la producción, tales como el flujo a través de disparos, flujo a través de las válvulas de estrangulación, o el rompimiento de burbujas de gas, etc.

Las presiones son tomadas en varios lugares en el medidor de flujo para proporcionar una resolución espacial y temporal que puede ayudar a determinar la velocidad del sonido del líquido que fluye a través de él.

En la toma de mediciones de la velocidad promedio, o bulk velocity, el aparato aplica una técnica de correlación cruzada para estimar la velocidad del fluido, en los medidores de flujo convencionales, la aplicación de una técnica de correlación cruzada se basa generalmente en mediciones dispersas en sentido axial de una propiedad de un fluido variable en el tiempo que converge con el flujo del fluido. Para el medidor de flujo de fibra óptica, la técnica de correlación cruzada utiliza perturbaciones de convección de presión. Esto ha demostrado ser igualmente aplicable a los flujos que están tanto en una sola fase como en varias fases.

Especificaciones Mecánicas de un Medidor de Flujo	
Material	Inconel 718 (NASCE MRO 175-98)
Presión de Cedencia API	18400 [psi min], @1250C
Presión de Operación	15000 [psi]
Límite de Carga en Tensión	350000 [lbs]
Límite de Carga de Compresión	145500 [lbs]
Límite de Torsión	6.730 [ft lb]
Longitud Total	22.67 [ft]
Diámetro Interno	2.922 [in]
Diámetro Externo	5.5 [in]
Peso	650 [lbs]
Conexiones	3.5" x 10.2 # VAM ACE o especificado por proveedor

Tabla 3.1 - Especificaciones mecánicas del medidor de flujo

En el cálculo de las fracciones de fase, el medidor de flujo utilizaba anteriormente velocidades de sonido determinadas para calcular la composición de la mezcla en dos fases. La relación entre la velocidad del sonido y la composición de fase pueden ser descritas matemáticamente asumiendo un comportamiento isentropico (es decir, que la entropía del fluido que forma el sistema permanece constante). Las siguientes ecuaciones pueden ser aplicadas:

$$\frac{1}{\rho_{mix} a^2_{mix}} = \frac{\phi_1}{\rho_1 a^2_1} + \frac{\phi_2}{\rho_2 a^2_2} \quad (3.9)$$

$$\rho_{mix} = \phi_1 \rho_1 + \phi_2 \rho_2 \quad (3.10)$$

Donde:

a_{mix} = Velocidad del sonido de la mezcla [ft/seg],

ρ_{mix} = Densidad de la mezcla,

ϕ_1, ϕ_2 = Fracción de volumen de las fases 1 y 2, respectivamente [%]

ρ_1, ρ_2 = Densidad de las fases 1 y 2, respectivamente, y

a_1, a_2 = Velocidad del sonido de las fases 1 y 2, respectivamente [ft/seg]

En general, las ecuaciones anteriores funcionan para la mayoría de las mezclas, ya sean gas-liquido o liquido-liquido. Esto se hace aplicando el conocimiento de la velocidad del sonido y la densidad de las distintas fases a temperaturas y presiones de fondo de pozo fluyendo. La velocidad del sonido y la densidad se pueden estimar a partir de mediciones de laboratorio o mediciones de pruebas de separador. La Fig. 3.11 ilustra la relación de mezcla de un hidrocarburo representativo y una salmuera.

El papel de la velocidad del sonido es en gran medida similar al papel de la densidad en los medidores de fracción de fase basados en densidad. Para calcular la fracción de fase, la velocidad del sonido y la densidad de las distintas fases se requieren conocer la temperatura y la presión de fondo de pozo. Las fracciones de fase calculadas son una medida de las fracciones de volumen en el medidor, esto significa que es una medida de la fase de colgamiento. En la mayoría de las mezclas de aceite y agua donde existe poco o nulo resbalamiento de una fase en particular en relación con la otra fase, se puede aplicar un modelo de flujo homogéneo para determinar la fase de colgamiento.

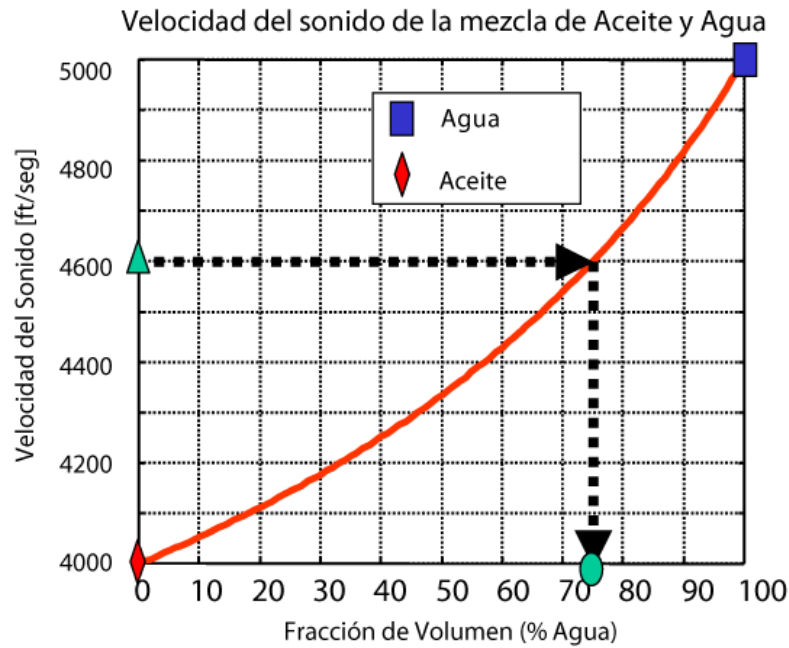


Fig. 3.11 - Variación de la velocidad de la mezcla del sonido para una mezcla típica del Aceite-Agua.

Esto da lugar a las siguientes relaciones matemáticas entre las fracciones de fase y la velocidad de la mezcla:

$$Q_o = V\phi_o A_{pipe} \quad (3.11)$$

$$Q_w = V\phi_w A_{pipe} \quad (3.12)$$

Donde:

Q_o, Q_w = Gasto Volumétrico del aceite y agua.

V = Velocidad de mezcla [ft/seg],

A_{pipe} = Área de la sección transversal de la tubería [in],

ϕ_o, ϕ_w = Fracciones Volumétricas de Fase in-situ de las fases 1 y 2, respectivamente [%].

3.4 Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica

Un sistema de monitoreo de fibra óptica consiste de cuatro aspectos principales o subsistemas, estos son: la unidad de instrumentación, cable de salida de la cabeza del pozo y cable de superficie, cables y conectores dentro del pozo, y el arreglo de sensores. La Fig. 3.12 es un diagrama de un sistema completo de un sistema de monitoreo de fibra óptica.

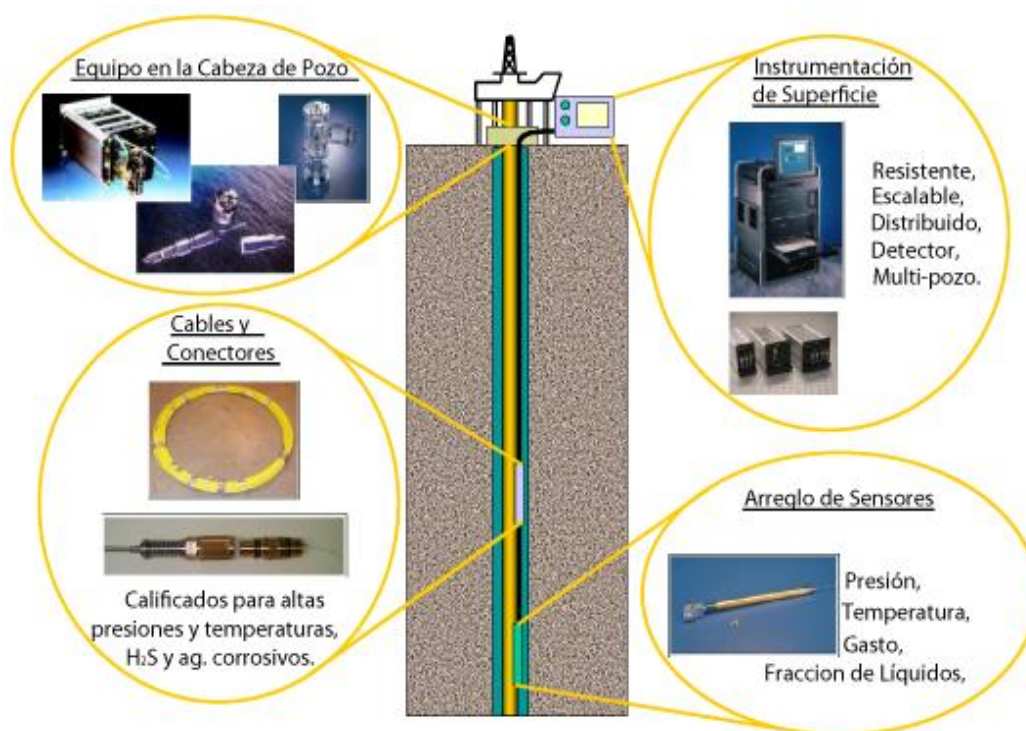


Fig. 3.12 - Componentes de un Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica. La figura muestra los cuatro grandes subsistemas de un sistema de monitoreo de fibra óptica.

3.4.1 Instrumentación:

Una unidad de instrumentación está compuesta del siguiente equipo:

- Fuente de Luz para Fibra Óptica
- Unidad de Interrogación Opto-Eléctrica.
- Unidad de Demodulación de Señal

- Microprocesador
- Monitor
- Teclado
- Fuentes de Alimentación asociadas
- Discos Duros de almacenamiento
- Interfaces de Comunicación de Datos

La unidad también incluye el software necesario para controlar la adquisición de datos, conversión, almacenamiento y la interconexión.

3.4.2 Cableado en Superficie y de Cabeza de Pozo

Una salida en la cabeza de pozo proporciona un paso para los cables de fibra óptica desde el pozo hasta la superficie, este permite que el paso de la fibra sea muy seguro y confiable. Los sistemas de cableado de la cabeza de pozo y de superficie son similares a los sistemas eléctricos, usualmente la salida común de cabeza de pozo tiene por lo menos dos barreras sellantes para cada posible fuga, y a menudo son probados para una presión de trabajo de alrededor de 15000 [psi]. En el caso de instalaciones donde se tienen pozos múltiples, un cable superficial multi-núcleo puede ser utilizado entre la unidad de instrumentación y la caja de conexiones, mientras que los cables separados pueden ser utilizados para las conexiones entre cada caja de conexiones y el pozo.

3.4.3 Conectores de Cables

Este subsistema es el responsable de proporcionar la luz hacia y desde los sensores del fondo del pozo. El cable y el sistema de conexión están diseñados para soportar condiciones adversas tanto mecánicas como ambientales, tales como los fluidos corrosivos y la temperatura del pozo. Muchas barreras protectoras se colocan entre el fluido del pozo y el cable para tener una mayor durabilidad del sistema, la protección de los cables se logra utilizando un tubo capilar encapsulado de ¼ de pulgada dentro de un Buffer de polímeros (el buffer es un recubrimiento el cual le da mayor rigidez a la fibra óptica). Esta protección proporciona fuerza y soporte a la fibra óptica para

mantenerla en su lugar y protegerla de posibles daños, permitiendo así fiabilidad a largo plazo y la supervivencia a entornos difíciles de fondo de pozo.

3.4.4 Ensamble del Sensor

El ensamble o armado del sensor se refiere a los sensores de fibra óptica y el transductor a lo largo del mandril y cualquier otra pieza de los equipos necesarios para permitir el montaje en un aparejo de producción.

3.5 Caso de Estudio en Sensores de Fibra Óptica con Rejillas de Bragg

En los siguientes casos de estudio se destacan varios sensores de fibra con rejillas de Bragg los cuales se han implementado y utilizado con éxito en diversas partes del mundo.

3.5.1 Medidor de Flujo de Fibra Óptica en el Pozo A-18 del Campo Mars de Shell

El Campo Mars está localizado en los bloques 763 y 807 del Cañón del Mississippi en el Golfo de México, alrededor de unos 130 km al sureste de Nueva Orleans, como se muestra en la Fig. 3.13. En el año 2000, fue instalado un Medidor de flujo de Fibra Óptica en el Pozo A-18 del Campo Mars de la Compañía operadora Shell, dicho medidor de flujo fue colocado a una profundidad de 21138 [ft].

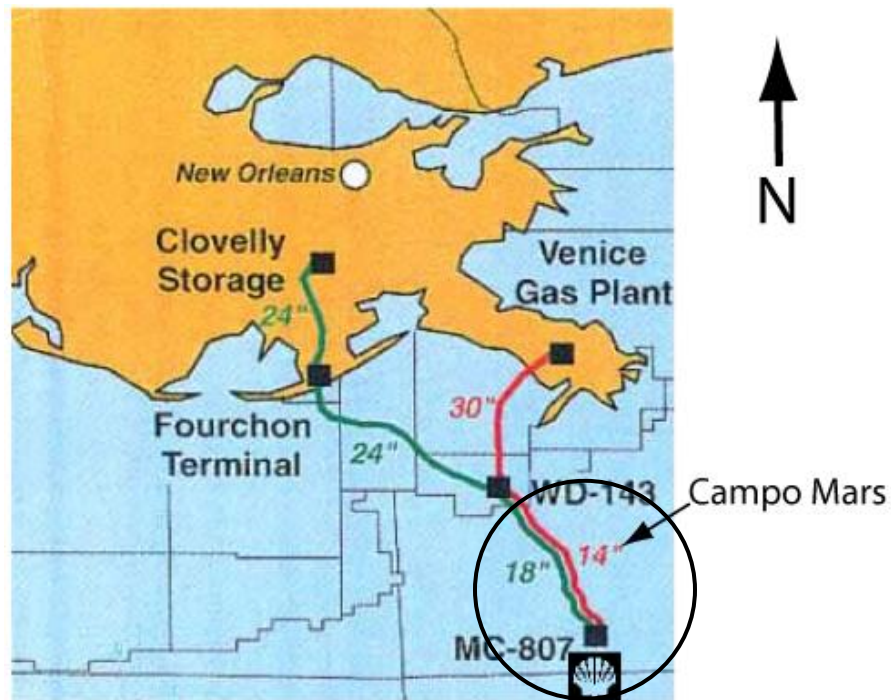


Fig. 3.13 - Ubicación del Campo Mars de Shell.

Las mediciones básicas aportadas por el uso del medidor de flujo de fibra óptica son la velocidad del sonido de la mezcla del fluido y la velocidad bulk. Teniendo en cuenta el pozo A-18, la resolución del medidor de flujo y la fracción de fase fue dentro de la especificación del desempeño (gastos volumétricos con errores absolutos de $\pm 5\%$). La Fig. 3.14 muestra algunos datos iniciales adquiridos con el medidor de flujo en dicho pozo.

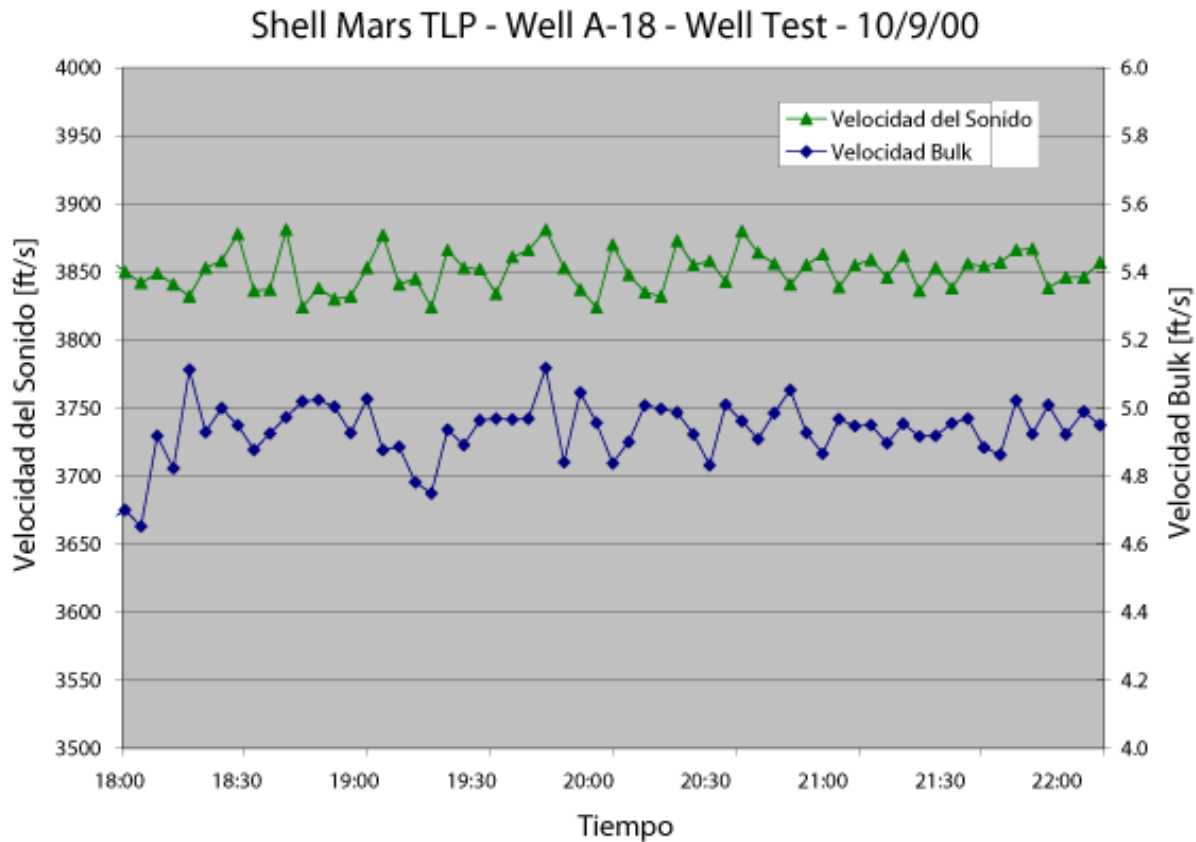


Fig. 3.14 - Datos de Velocidad del Sonido y Velocidad Bulk a partir del Medidor de Flujo de Fibra Óptica.

El medidor de flujo de fibra óptica fue capaz proporcionar perfiles de medición de presión y temperatura, estas mediciones no son posibles adquirirlas mediante los sensores electrónicos convencionales, esto es debido a que dichos sensores no cumplen con los requisitos de seguridad del piso de perforación, Debido a que el medidor de flujo no requiere sistemas de alimentación eléctricos, puede utilizarse de manera seguro para adquirir perfiles de presión y temperatura siempre que se considere necesario. La Fig. 3.15 nos muestra los perfiles de presión y temperatura que fueron adquiridos utilizando un medidor de flujo de fibra óptica. Los valores actuales de presión y temperatura no se tienen disponibles.

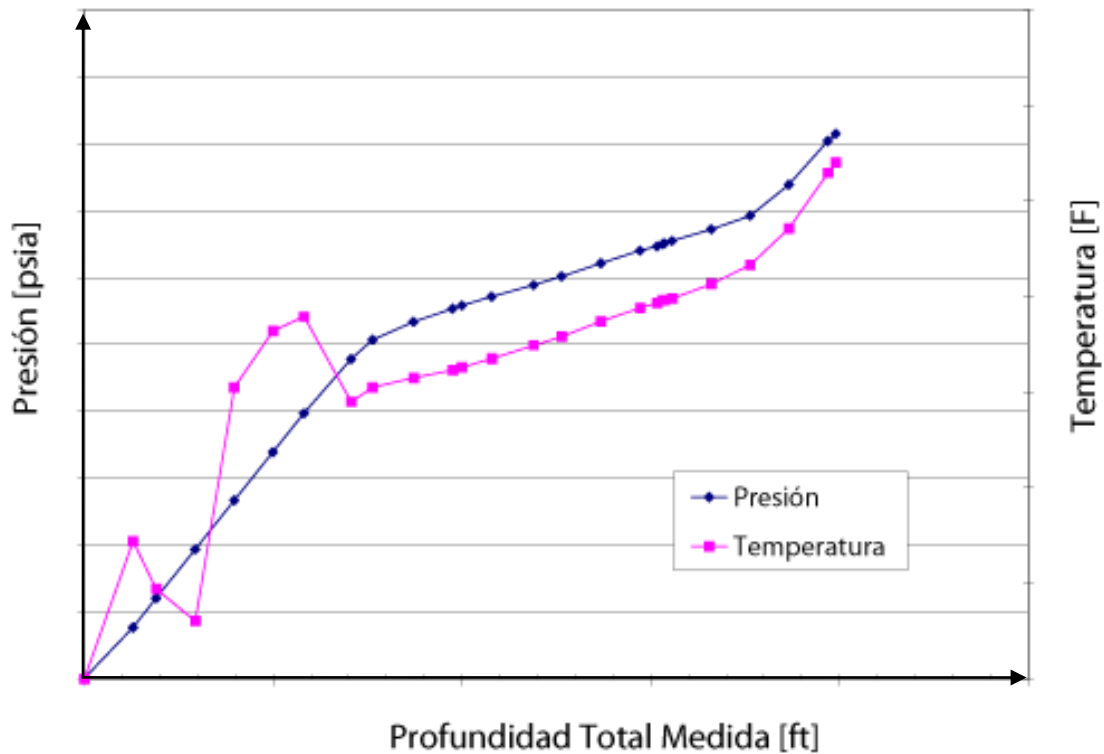


Fig. 3.15 - Gráfica de Presión y Temperatura a partir de Medidor de Flujo de Fibra Óptica mientras es corrido en el agujero.

El perfil de la corrida en el agujero nos proporciona un registro de presión y temperatura mientras se ejecuta en el pozo, también sirve como un control de calidad del sistema del fondo del pozo durante la terminación. Los datos a partir del medidor de flujo fueron utilizados para determinar la producción. La Fig. 3.16 es una comparación de gastos de fondo del pozo adquiridos con el medidor de flujo y gastos a partir de pruebas de presión realizadas durante un periodo de siete días. Las diferencias en los gastos absolutos son debido al factor de volumen de la formación como lo confirman los gastos a partir del medidor de flujo son gastos del fondo del pozo mientras que los gastos a partir de las pruebas de presión están basados en condiciones de la prueba del separador en superficie.

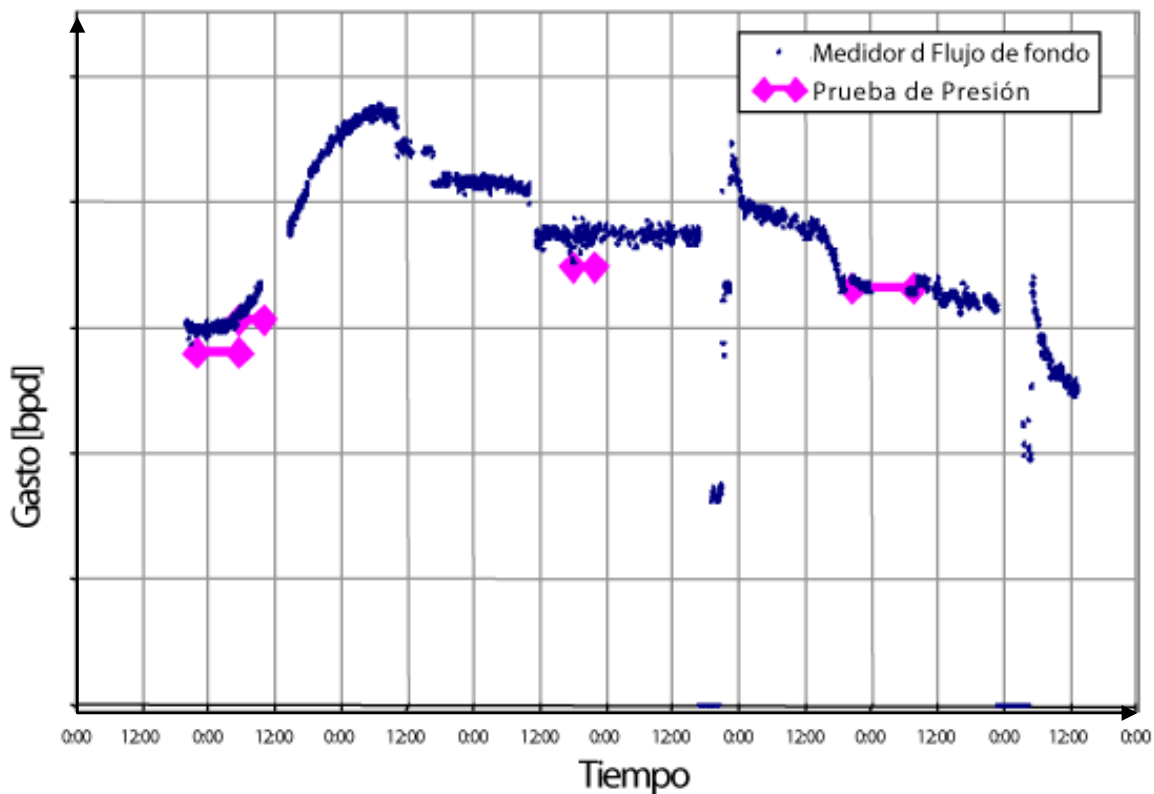


Fig. 3.16 - Comparación de los gastos adquiridos a partir de un medidor de flujo de fibra óptica con los datos obtenidos a partir de pruebas de presión.

Una ventaja de adquirir datos de gastos utilizando el medidor de fibra óptica sobre el utilizar las facilidades de las pruebas de separador, es que las variaciones significativas en un periodo (de 5 a 24 hrs) pueden ser vistas mientras que en una prueba de pozo de 12 hrs se adquiere un valor de gasto de flujo en una sola fase. Por lo tanto, un medidor de flujo proporciona información más detallada sobre el comportamiento del gasto que las pruebas a pozos. La Fig. 3.17 muestra una grafica de gastos y presiones de fondo de pozo adquiridas con un medidor de flujo durante una prueba de 4 hrs, así como también se muestra el valor promedio del gasto a partir de la prueba del separador. Se puede observar a partir de las presiones y temperaturas registradas simultáneamente que existe una correlación entre los dos conjuntos de datos. Un incremento en los gastos se correlaciona con una disminución en la presión, estas correlaciones proporcionan información valiosa sobre el comportamiento del pozo que no pueden ser adquiridas a partir de la medición del gasto en la superficie.

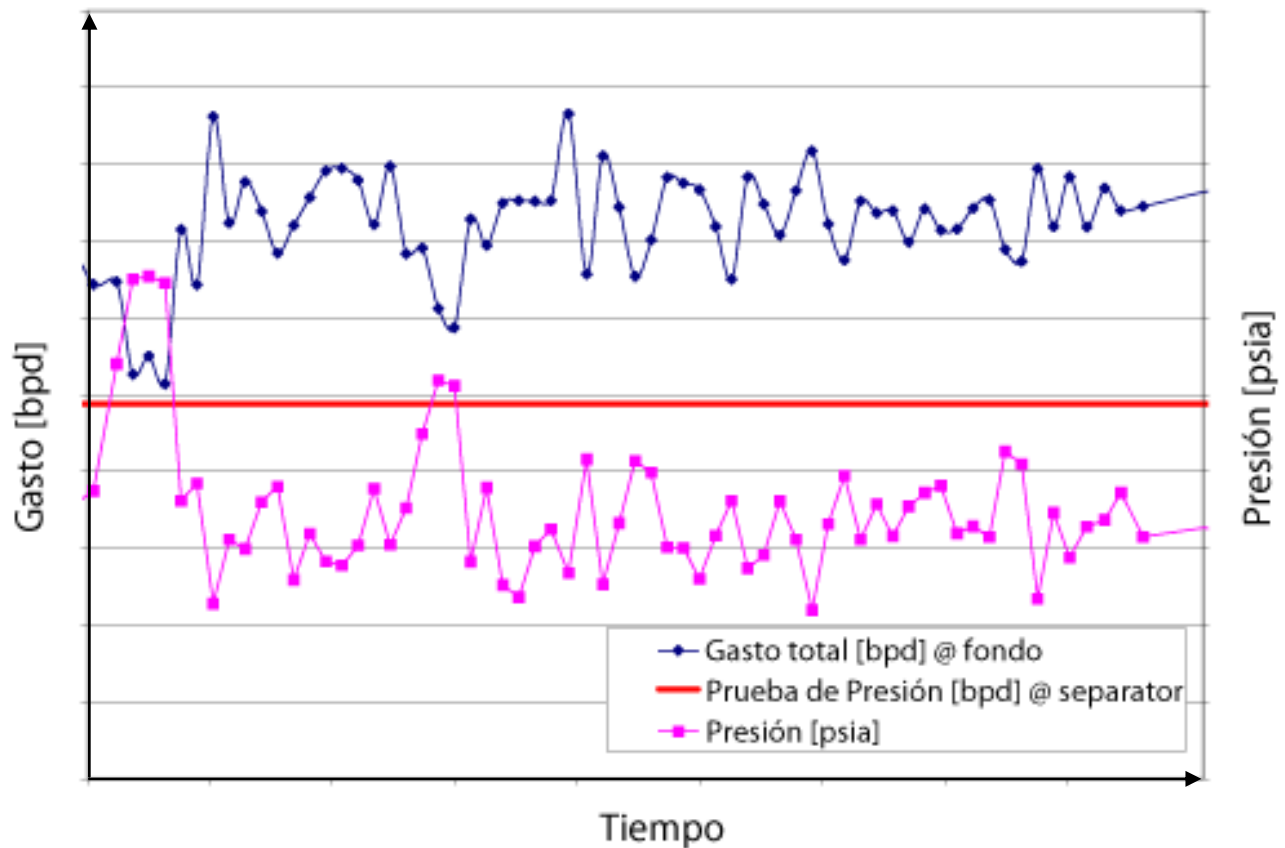


Fig. 3.17 - Gastos y Presiones de fondo de pozo obtenidas con un medidor de flujo de fibra óptica durante una prueba de separator en superficie.

Otra función del medidor de flujo de fondo de pozo es el proporcionar el índice de productividad de un pozo en tiempo real, esto es determinado a partir de las variaciones de presión causadas por la producción, estas variaciones pueden ser naturales o inducidas artificialmente mediante la variación de la configuración de los estranguladores. Una reducción en el costo está asociada con la medición del índice de productividad de un pozo mientras se aplican técnicas convencionales. Una grafica que muestre presiones y gastos registrados durante un proceso de limpieza de pozo podría ser utilizada para calcular el índice de producción, tal grafica se muestra en la Fig. 3.18.

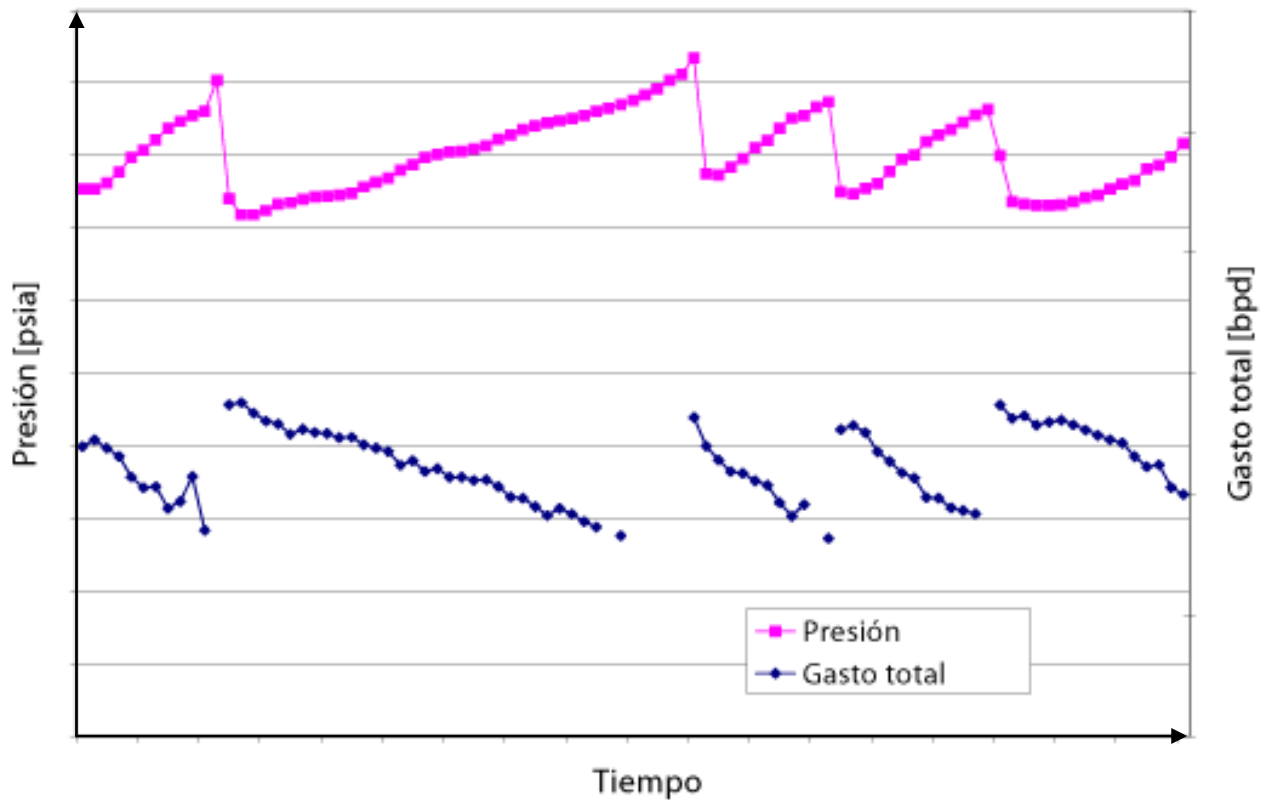


Fig. 3.18 - Gastos y Presiones de fondo fluyendo durante una limpieza de pozo.

De la Fig. 3.18 se puede observar que la presión aumenta con la correspondiente disminución en el gasto cuando se tiene una obstrucción en el estrangulador. Este comportamiento se invierte cuando se oscila la estrangulación y así el gasto se recupera e incrementa con la presión de disminución. El estrangulador en este caso se encontró obstruido por los residuos del proceso de limpieza. Los gastos contra las presiones pueden ser graficados para estos eventos. La pendiente de la grafica nos dará el índice de productividad del pozo, esto se puede observar en la Fig. 3.19.

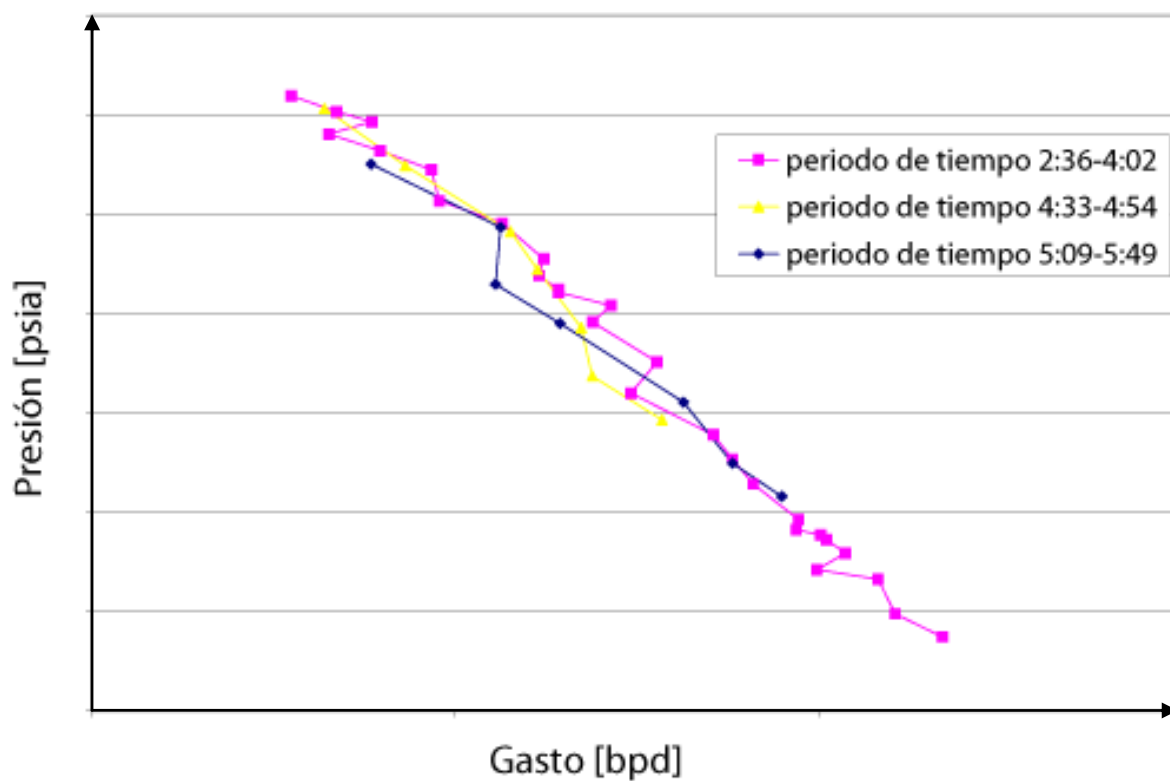


Fig. 3.19 - Presión de fondo fluyendo contra gasto durante el arranque de un pozo permitiendo la determinación del índice de productividad.

La determinación del índice de productividad con el medidor de flujo en tiempo real asegura la capacidad de producción adicional que puede ser utilizada cuando surge la necesidad. El medidor de flujo también puede servir como una herramienta útil para el análisis de la presión transitoria, de este modo, cada periodo de cierre planeado o no planeado se convierta en una oportunidad para una prueba de incremento. La Fig. 3.20 muestra como los datos adquiridos con la herramienta pueden ser utilizados para la evaluación del comportamiento del yacimiento.

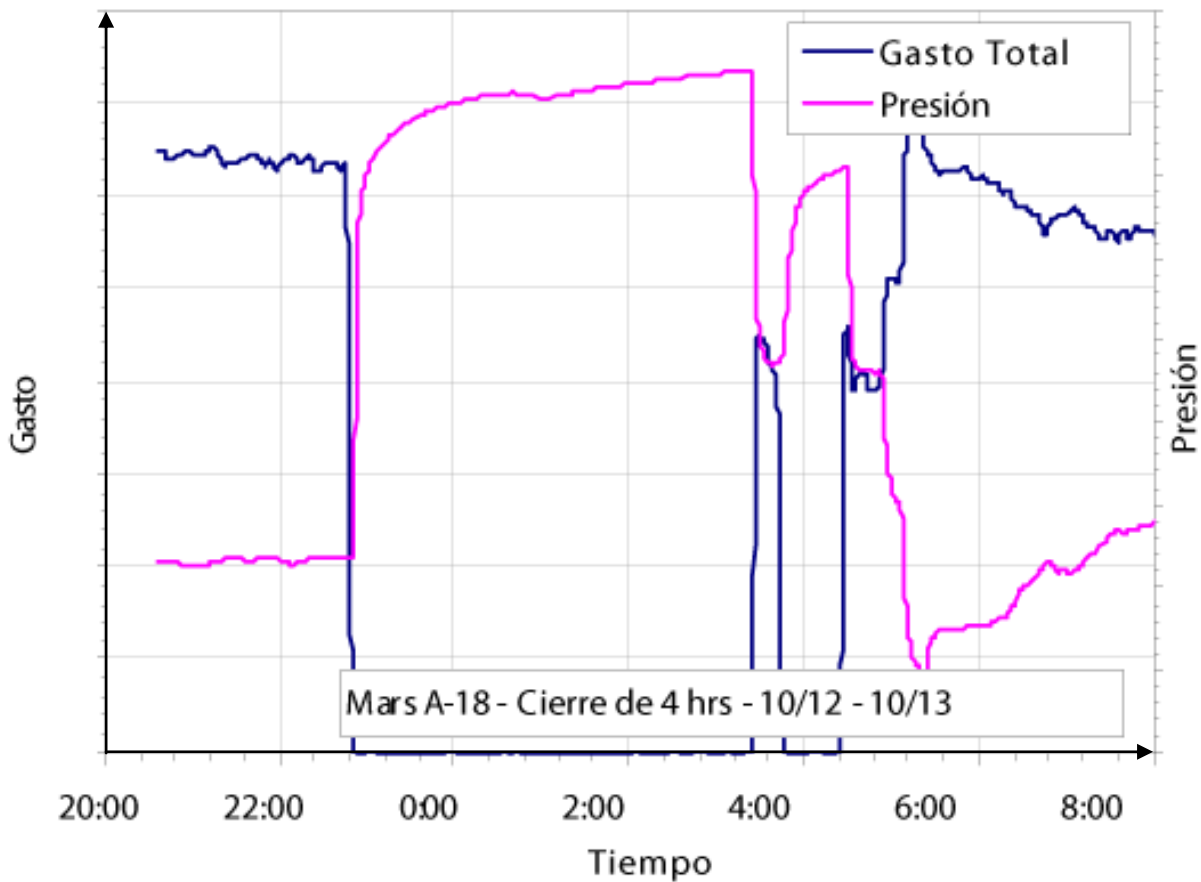


Fig. 3.20 - Datos de gasto y presión de fondo durante una prueba de incremento para el análisis de la presión transitoria.

En conclusión, la instalación de un medidor de flujo de fibra óptica demostró ser una fuente de datos valiosos como presión, temperatura y gastos volumétricos. Todos los datos concordaron con los datos a partir de mediciones de referencias. El medidor de flujo proporciona una alternativa a los métodos convencionales de obtención de este tipo de datos, así como también ha demostrado ser más seguro y rápido.

3.5.2 Sensor de Fibra Óptica de Presión y Temperatura operado en el Golfo de México.

En Abril del año 2000, fue instalado en el Golfo de México por primera vez, un sistema de monitoreo de presión y temperatura por fibra óptica. El sensor de fibra óptica era de Rejillas de Bragg de terminación simple o sencilla, con un transductor de presión y temperatura. Después de la instalación, se adquirió una lectura de presión y temperatura cada 2.7 segundos, estos datos fueron obtenidos por una unidad de instrumentación de superficie donde se descargaban de manera periódica. La Fig. 3.21 muestra los datos de los primeros nueve meses de operación.

En la Fig. 3.21 se puede observar que existe una prueba de presión transitoria y algunos cierres, las mediciones fueron realizadas en tiempo real y por lo tanto, todos los cierres son una oportunidad de obtener una prueba de incremento de presión. No era posible instalar los sensores bajados por línea de acero debido a la sección desviada del pozo, por lo tanto, solo un sensor de superficie podría ser instalado para servir como control de calidad. Esto también significa que si una prueba de pozo era requerida, no podría haberse logrado por los sensores bajados por línea de acero debido a que estos sensores no pasarían por la sección desviada del pozo.

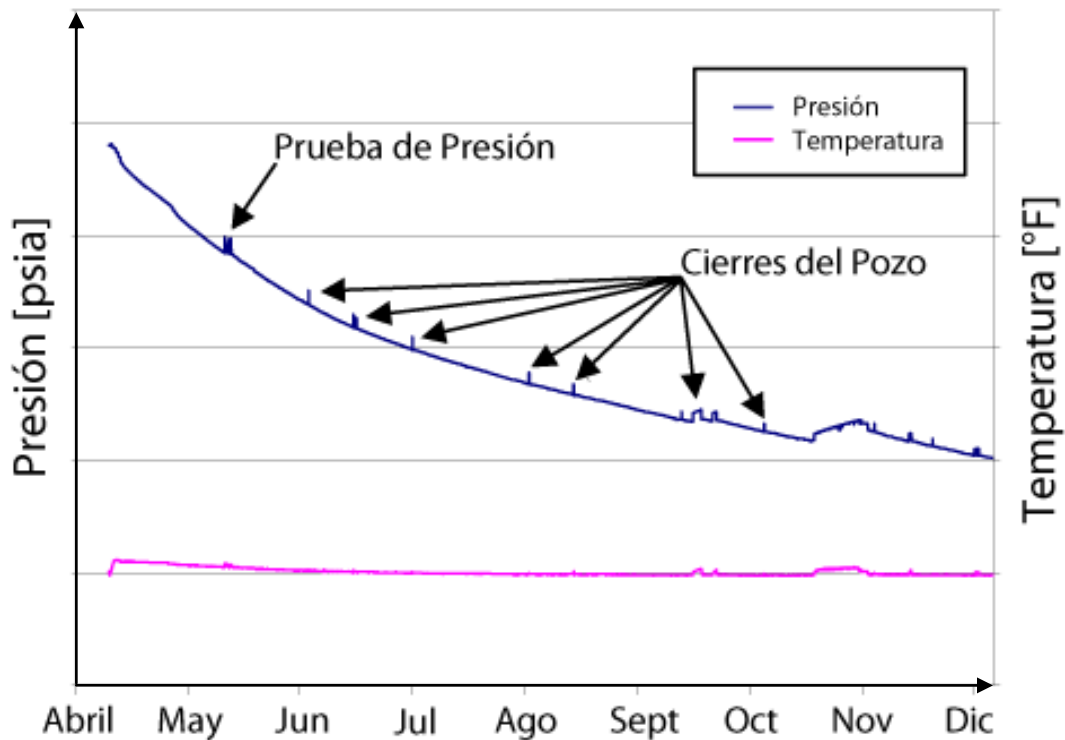


Fig. 3.21 - Datos de los primeros nueve meses de operación del sensor de fibra óptica.

En la Fig. 3.22 se muestra una comparación de los datos a partir del sensor de fibra óptica de fondo de pozo y el sensor de superficie.

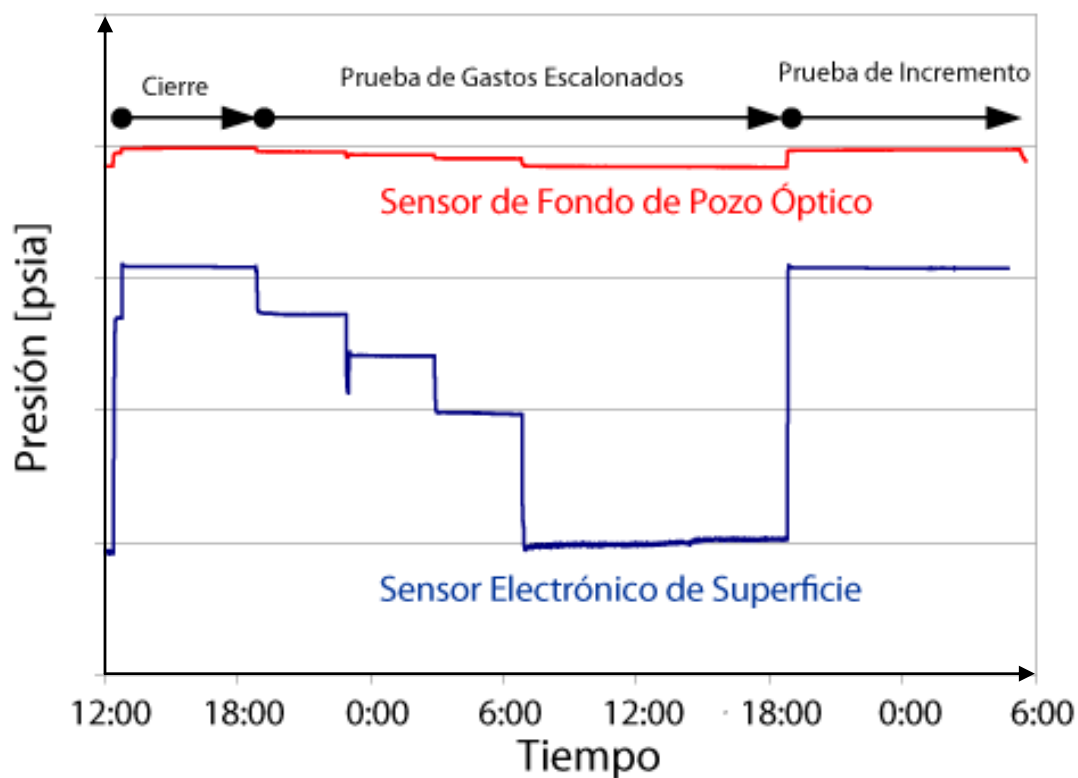


Fig. 3.22 – Comparación de datos entre el sensor de fondo y el sensor en superficie.

La Fig. 3.23 muestra los datos del sensor de fibra óptica de fondo de pozo en una escala ampliada, donde se puede observar a partir de los conjuntos de datos entre los sensores electrónicos y la fibra óptica que estos datos concuerdan de buena manera.

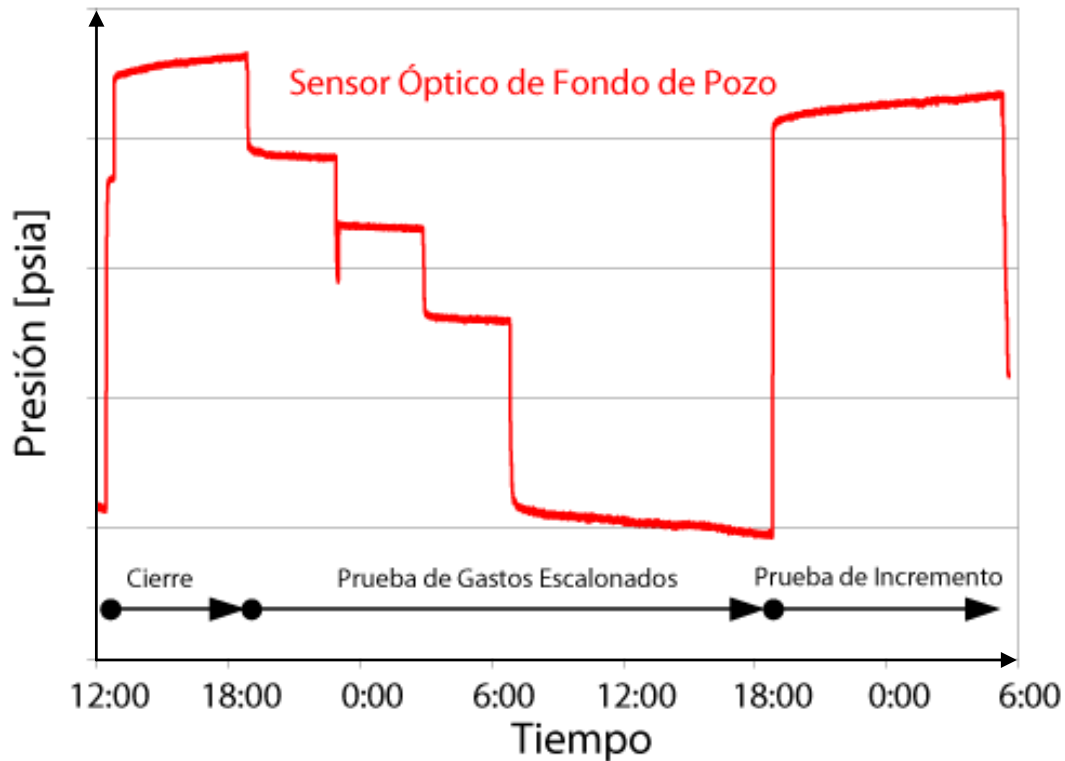


Fig. 3.23 - Escala ampliada de los datos del sensor de fibra óptica de fondo de pozo.

Debido a los problemas que surgen a partir de los efectos de compresibilidad en los fluidos, no fue posible utilizar un sensor electrónico en superficie para el análisis de la presión transitoria. El sensor de fibra óptica, por otro lado, ha permitido la adquisición de datos para las diversas formas de interpretación, tales como el factor de daño, permeabilidad y la presión del yacimiento. Esto hizo que las decisiones relacionadas con la administración del pozo fueran mucho más fáciles de tomar.

3.6 Sensores de Temperatura Distribuida

Los Sensores de Temperatura Distribuida son los más exitosos de todos los sensores de fibra óptica. Expertos en la industria creen que esto es debido a que no es un esfuerzo para mejorar o copiar un sensor ya existente, tal parece que el muestreo distribuido ha sido un éxito porque se aplica una característica única de las fibras ópticas para la medición de la temperatura. Así, la

tecnología de detección distribuida no puede ser aplicada tan efectivamente con otros materiales que no sean la fibra óptica.

La principal aplicación de la fibra óptica es el registro en tiempo real de la temperatura distribuida, tanto en el monitoreo del perfil de inyección de agua en pozos inyectoros de agua como en el monitoreo del perfil de inyección de gas en pozos con bombeo neumático.

EL objetivo principal del análisis de la temperatura del pozo es el verificar el perfil de inyectividad o producción, ya sean pozos inyectoros o productores y la funcionalidad de las válvulas del sistema en pozos con bombeo neumático.

Un sistema de monitoreo con Sensores de Temperatura Distribuida (DTS) con fibra óptica, mide la temperatura con respecto al tiempo y la profundidad, consecuentemente cambios en el flujo del fluido y así como también se pueden reconocer eventos térmicos a lo largo de las tuberías del Sistema Integral de Producción o parte del mismo. También puede ser utilizado para monitorear el desempeño de los mandriles de Bombeo Neumático (BN), ya que el Efecto Joule Thompson provoca el enfriamiento del gas que fluye a través del mandril, facilitando su localización ya enfría el flujo de producción consecuentemente, dando una indicación cualitativa de la eficiencia del mandril. Un mandril que esta bacheando gas, en vez de operar normalmente, puede ser identificado usando un sistema de monitoreo termal dependiente del tiempo como lo es un Sistema de Monitoreo con DTS por fibra óptica.

El Sistema de Temperatura Distribuida (Distributed Temperature Sensing, DTS) con Fibra Óptica, es capaz de medir la temperatura con respecto al tiempo y consecuentemente los cambios en el flujo del fluido y así poder reconocer eventos térmicos. Las aplicaciones más importantes de la fibra óptica en la detección del perfil de temperatura distribuida en un pozo petrolero son: la identificación grafica cualitativa y cuantitativa de los flujos de gas y liquido en zonas localizadas, la estimación de la producción en las zonas de disparos, la identificación del flujo cruzado entre zonas, el monitoreo de la inyección de agua por zonas y principalmente el monitoreo del bombeo neumático basándose en el comportamiento de sus válvulas.

Por lo tanto, teniendo el gradiente geotermal y la medición del estado estático del perfil de temperaturas, la contribución proporcional de dos o más yacimientos fluyendo puede ser

calculada. La temperatura en el punto donde se juntan las dos corrientes de fluidos refleja el porcentaje de flujo entre el flujo del yacimiento inferior y el fluido total producido.

El principio de funcionamiento está basado en la propiedad física de cada espectro de luz dispersada, la cual es directamente proporcional a la longitud de la fibra óptica en que se engendra.

Consecuentemente, un registro de temperatura se puede calcular por cada metro o por toda la longitud de la fibra óptica utilizando una fuente de rayos láser, un analizador y una temperatura de referencia en la superficie, no hay necesidad de calibración de la señal por la fibra o para calibrar la fibra antes de la instalación. Los tiempos de adquisición del espectro pueden variar desde apenas 7 segundos hasta más de una hora, y esto define la exactitud y la resolución del registro de temperatura. Típicamente una exactitud y resolución de 0.1 [°C] se usa para la observación de un yacimiento que requiere de un tiempo de adquisición de ½ hora o más. Debido a que la medición es estadística, la adquisición por más tiempo proporciona medidas más exactas.

La supervisión de la temperatura distribuida puede ser usada para monitorear el comportamiento de los inyectores de agua mediante una técnica “Warm Back” (o “Calentamiento” por su traducción). Esto involucra cerrar el pozo por un periodo y grabar la respuesta de la temperatura mientras el pozo se calienta nuevamente hasta el gradiente geotérmico. Bajo condiciones normales de inyección el agua fría inyectada al pozo enfriaría toda la roca adyacente al pozo incluyendo los intervalos no permeables por arriba del yacimiento, por lo que la única información que se puede obtener durante la inyección es la del intervalo inferior del fluido de inyección. Una vez que la inyección termina, la roca adyacente comienza a recalentarse hasta el gradiente geotérmico durante un periodo de tiempo. Pero si un intervalo permeable ha aceptado agua esto enfriará la roca en un radio mayor que el del pozo. La magnitud de este efecto está en función del gasto de inyección, de la permeabilidad del intervalo, del tiempo y de las propiedades térmicas de los fluidos y de la roca.

Para la medición de la velocidad del bache caliente de agua cuando se realiza un cierre en el pozo, el agua en la tubería arriba del yacimiento se calentará rápidamente, debido a la conducción del calor de la formación, y un volumen de agua caliente será producido en la tubería justo arriba del

intervalo del yacimiento. Una vez que reinicia la inyección este bache de agua caliente puede ser monitoreado por la fibra DTS (grabando a un cierto ritmo de adquisición). La velocidad del bache viajando hacia abajo y a través del yacimiento puede ser determinada y representa el perfil del flujo dentro del yacimiento.

El Sistema de Monitoreo de los Sensores de Temperatura Distribuida también puede ser utilizado para monitorear el desempeño de los mandriles de Bombeo Neumático, ya que el Efecto Joule Thompson provoca el enfriamiento del gas que fluye a través del mandril, facilitando su localización ya enfría el flujo de producción consecuentemente, dando una indicación cualitativa de la eficiencia del mandril. Un mandril que esta bacheando gas, en vez de operar normalmente, puede ser identificado usando un sistema de monitoreo termal dependiente del tiempo como lo es un Sistema de Monitoreo con DTS por fibra óptica.

La medición de temperatura distribuida (DTS) es una técnica de medición que se traduce en un perfil de temperatura constante a lo largo de toda una fibra óptica. A diferencia de otros sensores de fibra óptica, no se requieren rejillas de Bragg o cavidades de Fabry-Perot, sino que utiliza las características de transmisión de la luz en las fibras ópticas.

Un sistema de DTS (Distributed Temperature Sensing), como el que se muestra en la Fig. 3.24 hace uso de una combinación de variaciones de intensidad de luz difundida de vuelta y la reflectometría del dominio temporal para crear perfiles de temperatura a distancia. La fibra óptica actúa como un elemento sensor y un sistema de transmisión de datos a su vez. Un sistema DTS proporciona un perfil de medición continua, pues, un gran número de puntos discretos de medición sobre una distancia razonable de largo (30km) se hacen con una sola fibra.

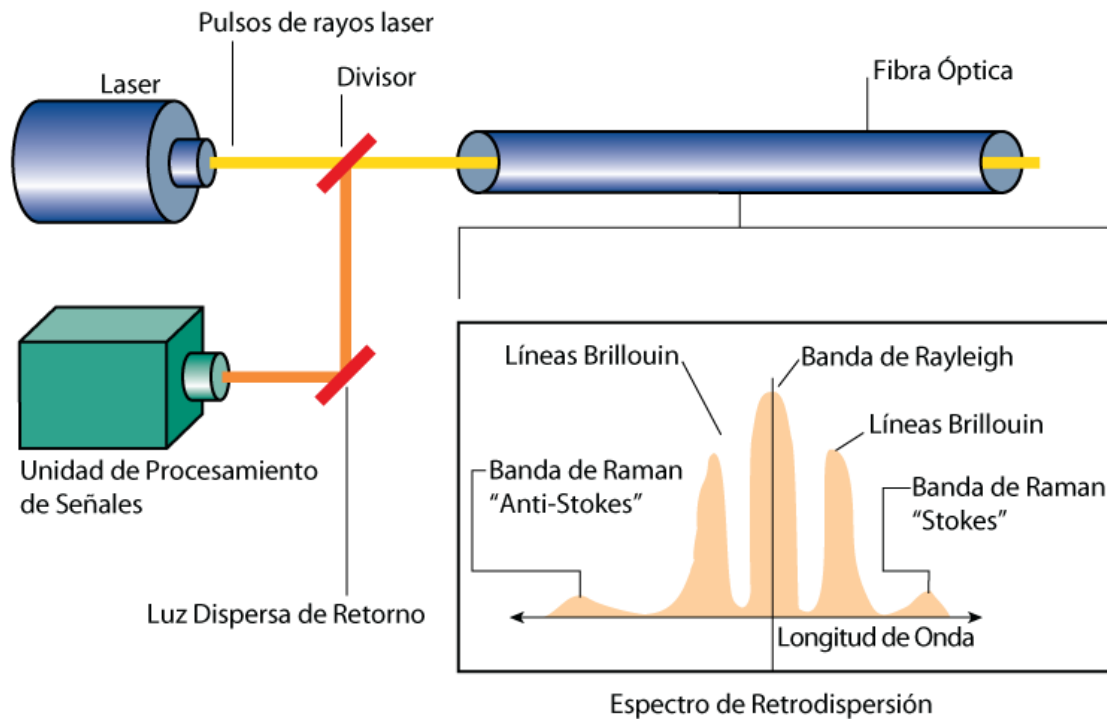


Fig. 3.24 - Sistema de Medición de Temperatura Distribuida.

El sistema DTS puede ser descrito como una combinación de mediciones de temperatura usando dos tipos de tecnología: (1) la tecnología de la utilización de señales de retro dispersión de Raman para hacer mediciones de temperatura, y (2) la tecnología de emisiones de laser para determinar la posición de los puntos de temperatura. Los sensores DTS emplean la retro dispersión de la incidencia de luz como resultado de la activación térmica de las moléculas en la fibra para proporcionar mediciones a lo largo de la longitud de la fibra. Las señales de retro dispersión de Raman se producen cuando un pulso de laser se hace viajar a través de una fibra óptica. El principio de un sensor de temperatura distribuida se basa en la reflectometría óptica tiempo-dominio (Optical Time-Domain Reflectometry, OTDR)

Esto es conocido comúnmente como "retrodispersión". En esta técnica, un pulso de luz se enfoca en la fibra de detección utilizando un acoplador direccional. Este principio es ilustrado en la Fig. 3.25.

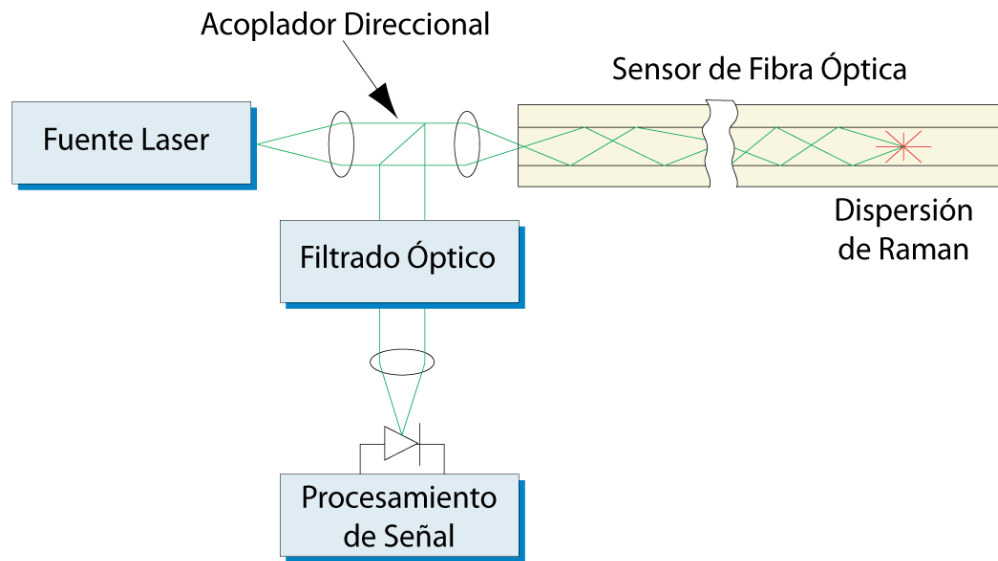


Fig. 3.25 - Reflectometría Óptica Tiempo-Dominio.

Mientras que la luz se mueve a través de la fibra óptica, los rayos son dispersados por varios mecanismos, tales como fluctuaciones en la densidad y fluctuaciones en la composición. Esto se conoce como dispersión de Rayleigh. Otros mecanismos comunes en las que el pulso se mueve a través de la fibra son la dispersión de Raman y la dispersión de Brillouin, éstos ocurren debido a vibraciones moleculares y de volumen, respectivamente.

Una parte de esta luz dispersada se conserva dentro del núcleo de la fibra y es dirigida de nuevo hacia la fuente. La señal de retorno es separada por un acoplador direccional y enviada a un receptor de alta sensibilidad. Si esta fibra es uniforme, la intensidad de la luz de retorno decaerá exponencialmente con el tiempo, por lo tanto, se puede utilizar para calcular la distancia recorrida por un rayo de luz a medida que viaja a través de la fibra.

Las variaciones en los parámetros como la composición y la temperatura pueden ser detectadas porque dan lugar a desviaciones correspondientes a partir de una curva de decaimiento exponencial de la intensidad con la distancia. Las dispersiones de Raman y Brillouin son sensibles a

la temperatura. Como se muestra en la Fig. 3.26 las longitudes de onda de estas líneas se desplazan de la longitud de onda de lanzamiento, y la intensidad de las señales es mucho menor que la Banda de Rayleigh.

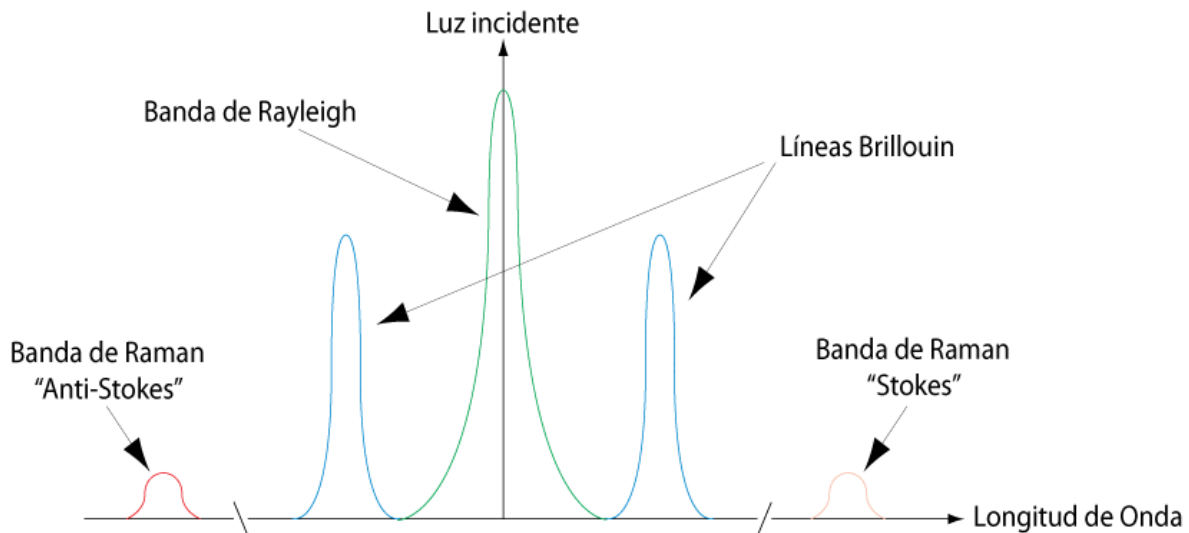


Fig. 3.26 - Espectro de Retrodispersión.

En la Fig. 3.26 también se muestra la Banda de Brillouin y los Stokes (pulsos o movimientos) de la Banda de Raman, como puede observarse, la intensidad de la señal de Raman y la de Brillouin es mucho menor que el trazo de la Banda de Rayleigh. Los valores reales de la longitud de onda no se tienen disponibles.

Por lo general, es complicado separar las líneas de Brillouin de la longitud de onda de lanzamiento, ya que están separadas por algunas decimas de un gigahertz. Por otro lado, es práctico para las señales de Raman el ser utilizadas en la medición de la temperatura debido a la distintiva y fuerte señal que ofrecen. La señal de Raman consiste en líneas Stokes y Anti Stokes. En las fibras de uso general para las telecomunicaciones, estas líneas pueden cambiar la longitud de onda de la señal de Rayleigh por un valor de $440 \text{ [cm}^{-1}\text{]}$, esto significa que la fibra puede ser filtrada a partir de un constituyente dominante del total de la luz dispersada. Las líneas Stokes con longitudes de onda largas no son tan sensibles a las variaciones de la temperatura a diferencia de longitudes de onda cortas.

Por otro lado, la intensidad de la luz de retrodispersada aumenta notablemente en las longitudes de onda más cortas, esto debido al aumento de temperatura. Del mismo modo, una disminución de la temperatura se traduce en una disminución correspondiente en la intensidad, esto se puede observar en la Fig. 3.27.

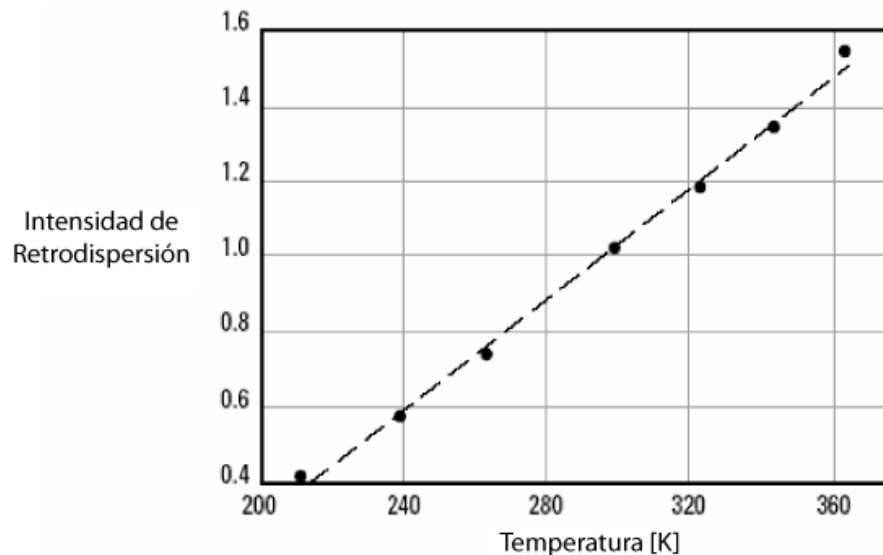


Fig. 3.27 - Variación de la potencia de retro dispersión de los Anti-Stokes con la Temperatura.

Para fines de precisión, es aconsejable el adoptar una técnica de medición de doble extremo o doble terminación para la obtención de las mediciones del sensor. Esto se hace cambiando la fuente de laser en el otro extremo para una segunda medición y luego tomar la medida geométrica de las dos mediciones. Las mediciones de doble terminación también permiten la eliminación de datos erróneos o de pérdida de señal en las mediciones.

Las mediciones de doble terminación se convierten en una desventaja cuando hay cortes en la fibra, ya que da lugar a un muestreo interrumpido. Una gran cantidad de sistemas DTS han sido configurados de tal manera que, cuando se rompe, el sistema cambia automáticamente a una sola medición, o sea medición desde un solo punto, mientras que inmediatamente determina la presencia y la posición de rupturas. Un sistema DTS consiste en uno o más sensores, cable de fibra óptica, una unidad opto-eléctrica con el software de procesamiento integrado y una unidad de visualización. Las unidades DTS contienen toda la óptica necesaria, la electrónica y la capacidad de

procesamiento de datos para interrogar a las fibras y la generación de perfiles de temperatura. Un ejemplo de una fuente de laser para los sistemas DTS es un laser de fibra óptica (Cristal de Neodimio Dopado) a 1064 nanómetros [nm] que puede proporcionar pulsos <10 [ns] de ancho (equivalente a <1 [m] de longitud). Un acoplador direccional se utiliza para separar los pulsos de lanzamiento a partir de la señal de retro dispersión, y un switch de fibras selecciona la fibra de detección para ser interrogada. La señal de retrodispersion de Raman es filtrada, detectada, después amplificada y digitalizada por un convertidor análogo a digital de alta velocidad. El convertidor muestrea todas las señales de retorno o de regreso en intervalos programables de 2.5 [ns]. Técnicas digitales son usadas para mejorar la relación de la señal-ruido antes de que los datos sean enviados a una unidad de visualización, esto permite la adquisición de datos de temperatura precisos de una manera eficiente.

3.7 Casos de Estudio con Sensores de Temperatura Distribuida (DTS)

A continuación se describe la aplicación del Sistema de Monitoreo con Sensores Permanentes de Temperatura Distribuida (DTS) a partir de casos de estudio de pozos en México, uno de un pozo inyector de agua en la Región Norte y otro pozo con BN en la Región Sur, cabe señalar que estos registros se realizaron con la unidad de fibra óptica de la compañía Schlumberger llamada “Sensa-Tube”, la cual registra los eventos de temperatura a lo largo del pozo en forma continua desde la superficie hasta su máxima profundidad, mejorando la calidad de la interpretación del perfil de temperatura para posteriormente optimizar la inyección de gas y la producción del pozo.

1er Caso de Estudio, correspondiente a una aplicación en un pozo de la Región Norte en un yacimiento en el cual se realiza un estudio de inyektividad para definir la factibilidad de inyección de agua. El principal objetivo de esta aplicación con fibra óptica fue el determinar los perfiles de inyección a través de los 2 intervalos disparados y su respuesta a 4 diferentes ritmos de inyección (05 [bpm], 1 [bpm], 1.5 [bpm] y 2 [bpm]) así como la evaluación de la prueba multigasto de inyección para diferentes periodos de decremento de presión para a su vez, determinar las características de la formación y de los intervalos fracturados del pozo, ya que los intervalos se encontraban fracturados por que este pozo era productor de aceite antes de la irrupción natural

de agua. De manera complementaria se introdujo un sensor de memoria de alta resolución para el registro de presión de fondo de pozo.

El análisis térmico mostró una clara relación entre los perfiles de temperatura registrados con fibra óptica y los gastos de inyección realizados en el pozo. El intervalo perforado inferior (1728-1750 [m]) aceptaba la mayoría del flujo de agua en todos los gastos probados. Dentro de este intervalo se tenía una pequeña pero “térmicamente bien definida zona de mayor permeabilidad” (intervalo fracturado), actuando como conducto preferencial para la entrada de agua y a su vez se podía observar una muy pequeña o insignificante entrada de agua en el intervalo superior (1682-1705 [m]) a gastos menores de inyección de 1.5 [bpm]. A mayores gastos la fibra óptica mostró claramente el incremento de entrada de agua a este intervalo, pero aun al mayor gasto inyectado (2 [bpm]) la entrada de agua era todavía significativamente mucho menor que el intervalo inferior. Suponiendo así, que los mayores ritmos de inyección inducían la limpieza de la fractura hidráulica en el intervalo superior y por eso se facilitaba el incremento de la entrada de agua.

En este caso no fue posible determinar y monitorear el bache caliente y por lo tanto determinar las velocidades de entrada de flujo. Esto fue debido a la limitada respuesta de enfriamiento del intervalo superior, inclusive a los mayores ritmos de inyección, y también por el dominio de entrada del intervalo inferior. Al ritmo de muestreo requerido para rastrear el bache la relación de señal y ruido ocultaba la respuesta del enfriamiento, además la alta aceptación de agua del intervalo inferior resultó en una disipación del bache.

El análisis térmico permitió identificar y rastrear el frente de flujo frío moviéndose hacia el yacimiento detrás del bache caliente. El cambio relativo de velocidades del frente frío en los dos intervalos con el incremento del gasto de inyección proporciona una aproximación cualitativa de los gastos de inyección. Debido al proceso de intercambio de calor en el pozo durante el movimiento del frente de inyección frío las velocidades observadas no son absolutas y por esto no pueden ser directamente relacionadas al gasto como normalmente se hace con el método del bache caliente. Se ve que las velocidades relativas varían al incrementar los gastos de inyección en ambos intervalos.

En la Fig. 3.28 se muestran los últimos perfiles de temperatura correspondientes a la última etapa de las 24 horas de cierre del pozo que corresponden al perfil del último “Warm Back” para cada periodo de inyección.

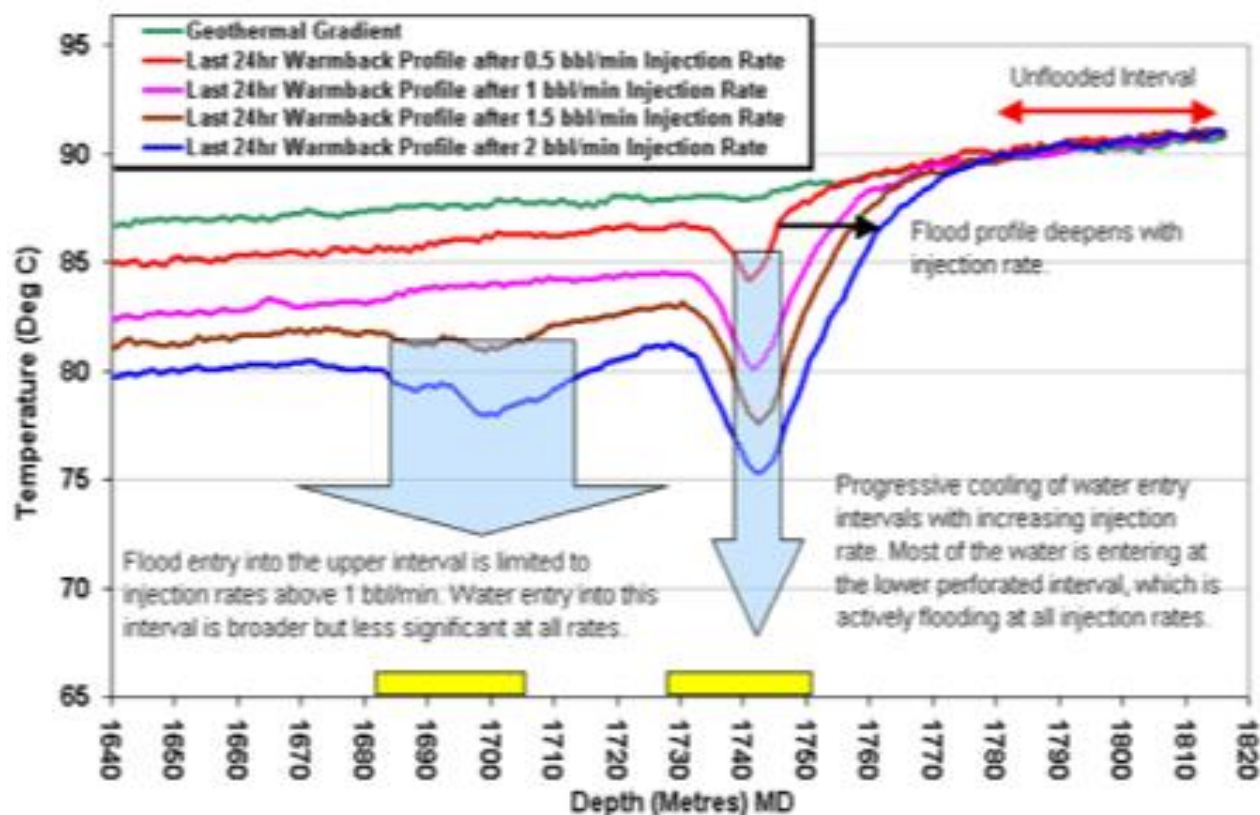


Fig. 3.28 – Perfiles de Temperatura del último “Warm Back”

A continuación se muestran los mapas térmicos de los primeros 30 minutos de los diferentes gastos de inyección, 1 [bpm], 1.5 [bpm] y 2 [bpm], Fig. 3.29, Fig. 3.30 y Fig. 3.31 respectivamente.

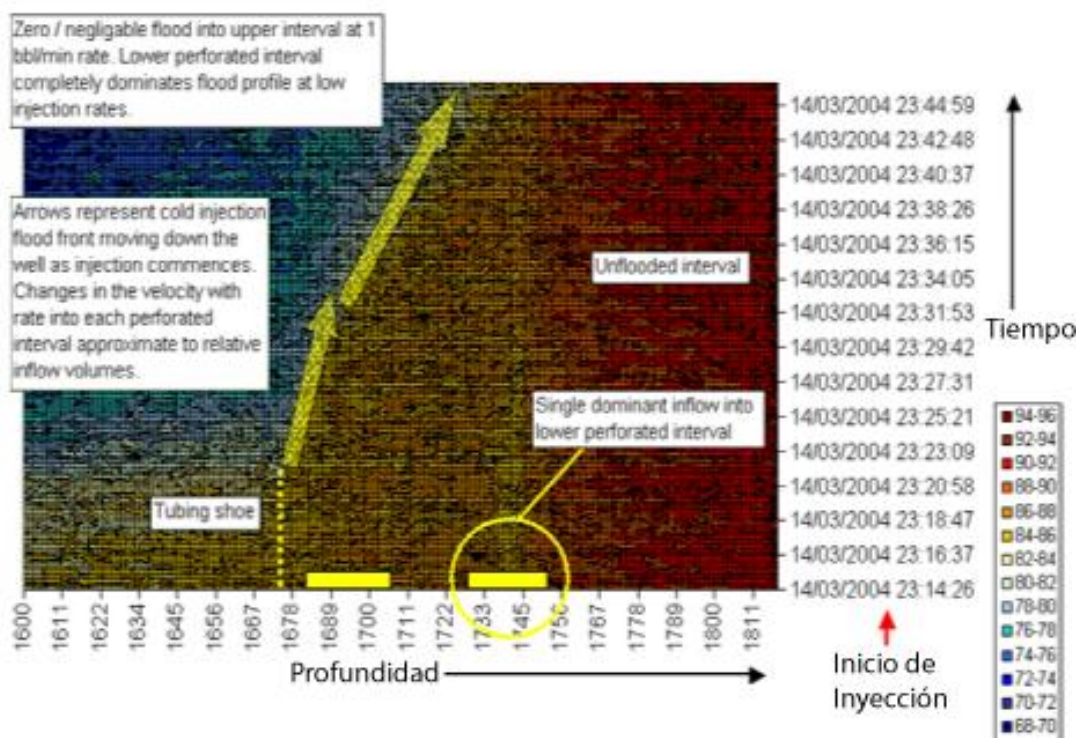


Fig. 3.29 – Mapa térmico de inyección @1 [bpm].

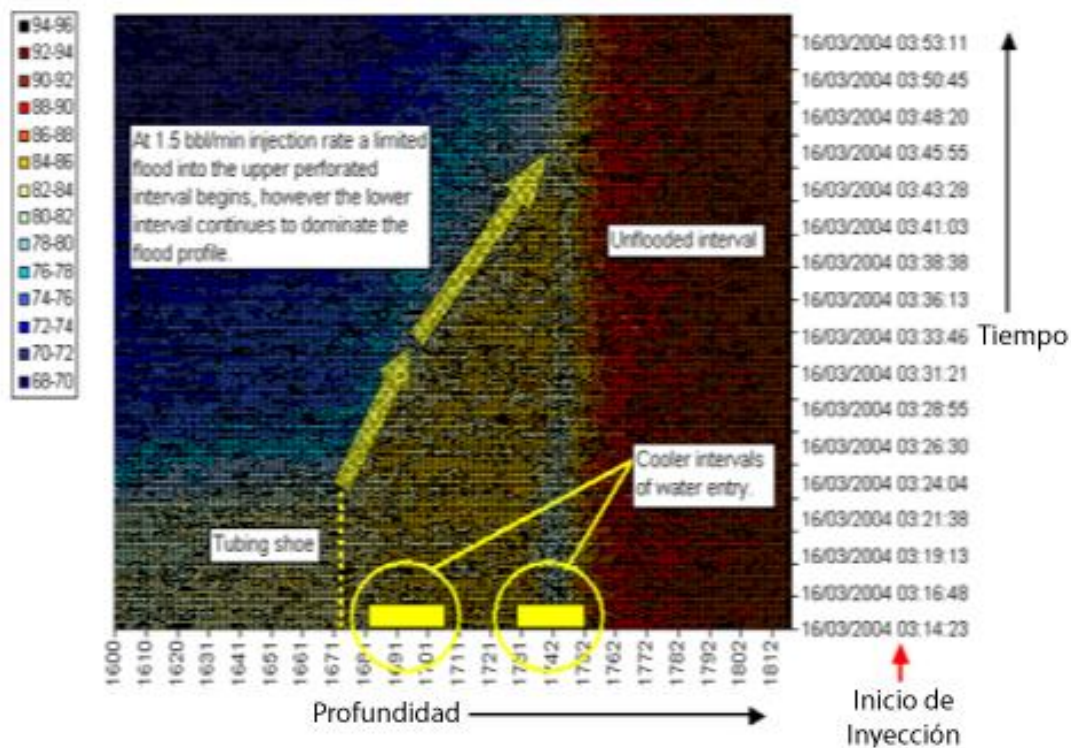


Fig. 3.30 – Mapa térmico de inyección @1.5 [bpm].

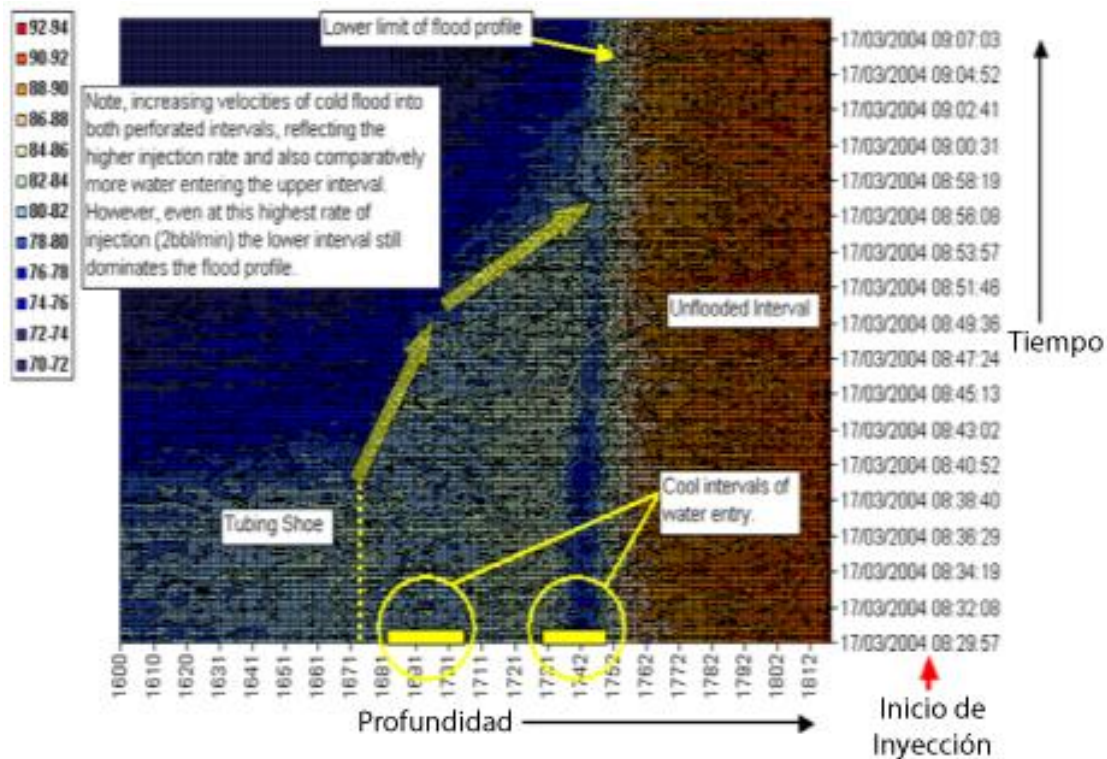


Fig. 3.31 – Mapa térmico de inyección @2 [bpm].

A pesar de que no fue posible rastrear y resolver técnicamente el bache caliente durante ese periodo si se pudo rastrear el movimiento del frente frío y obtener una apreciación cualitativa de las velocidades relativas fluyendo en cada intervalo. Los datos de temperatura distribuida DTS, revelan que el flujo en el intervalo superior a los gastos de inyección menores (0.5 [bpm] y 1.0 [bpm]) es cero o nulo y que el incremento en los ritmos de inyección resultan en un incremento de la velocidad relativa en ambos intervalos.

En cuanto al análisis de la presión, en los dos primeros decrementos de presión (Fall-Off) de las Fig. 3.32 y Fig. 3.33, predomina el comportamiento de yacimiento radial compuesto, siendo más evidente el comportamiento de pozo fracturado en los dos últimos, caracterizado por un régimen de flujo bilineal y verificado con la pendiente de $\frac{1}{2}$ en la derivada, como se ve en la Fig. 3.34 y la Fig. 3.35.

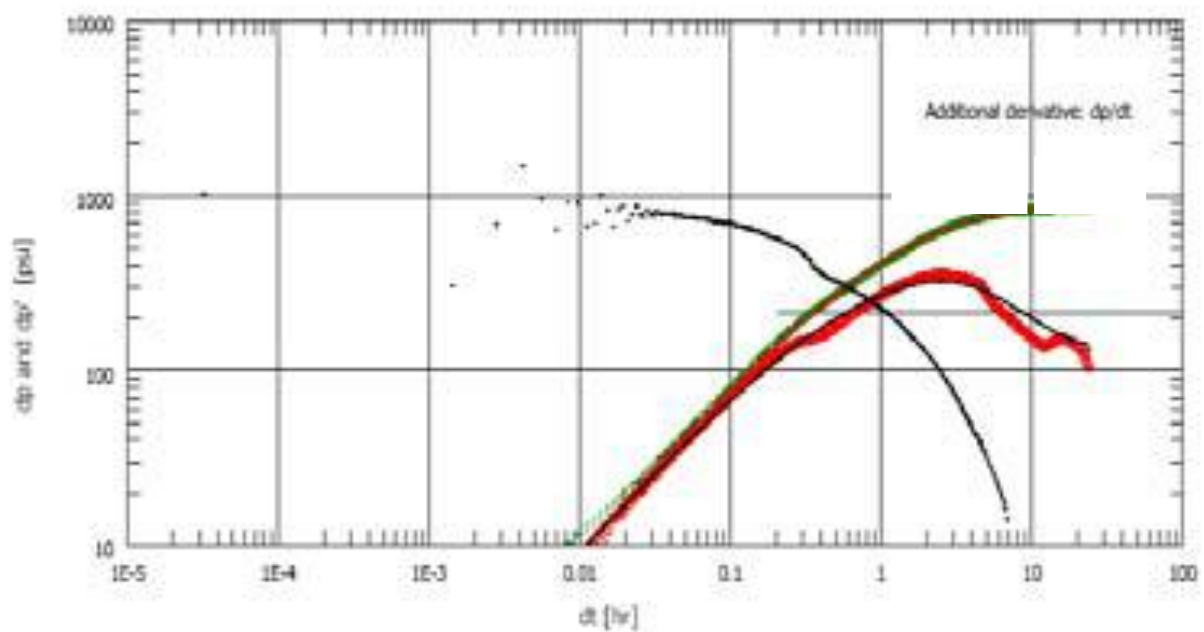


Fig. 3.32 – Prueba de Decremento de Presión

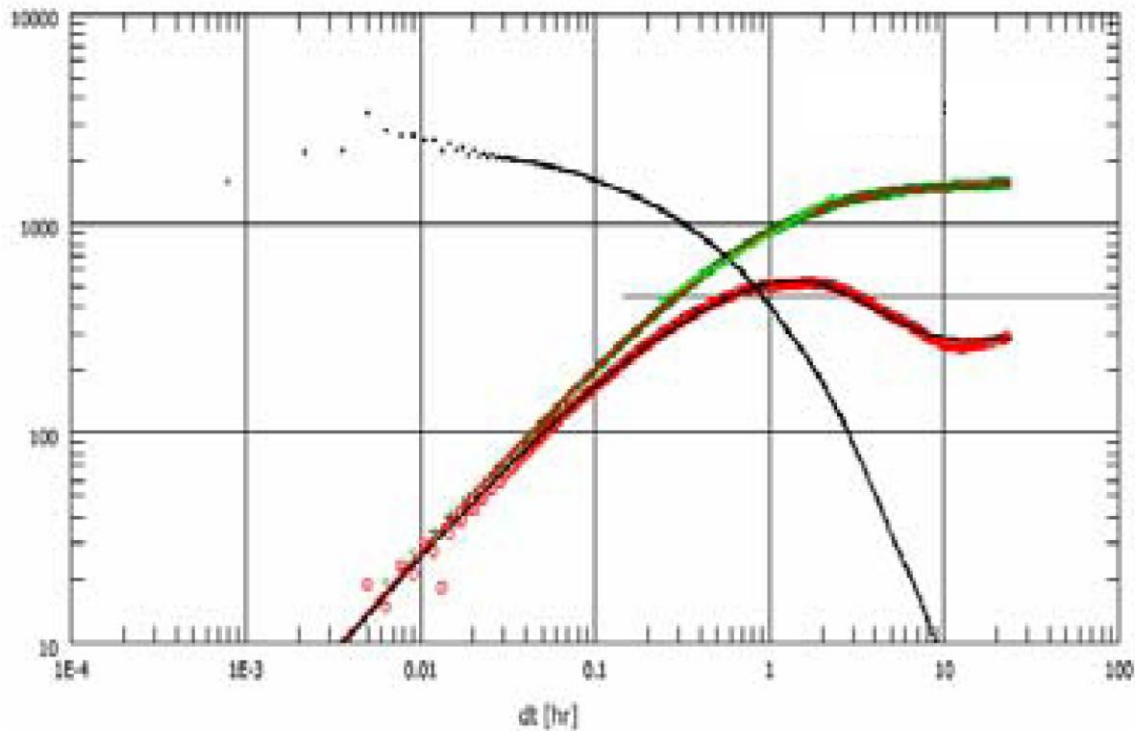


Fig. 3.33 – Prueba de Decremento de Presión.

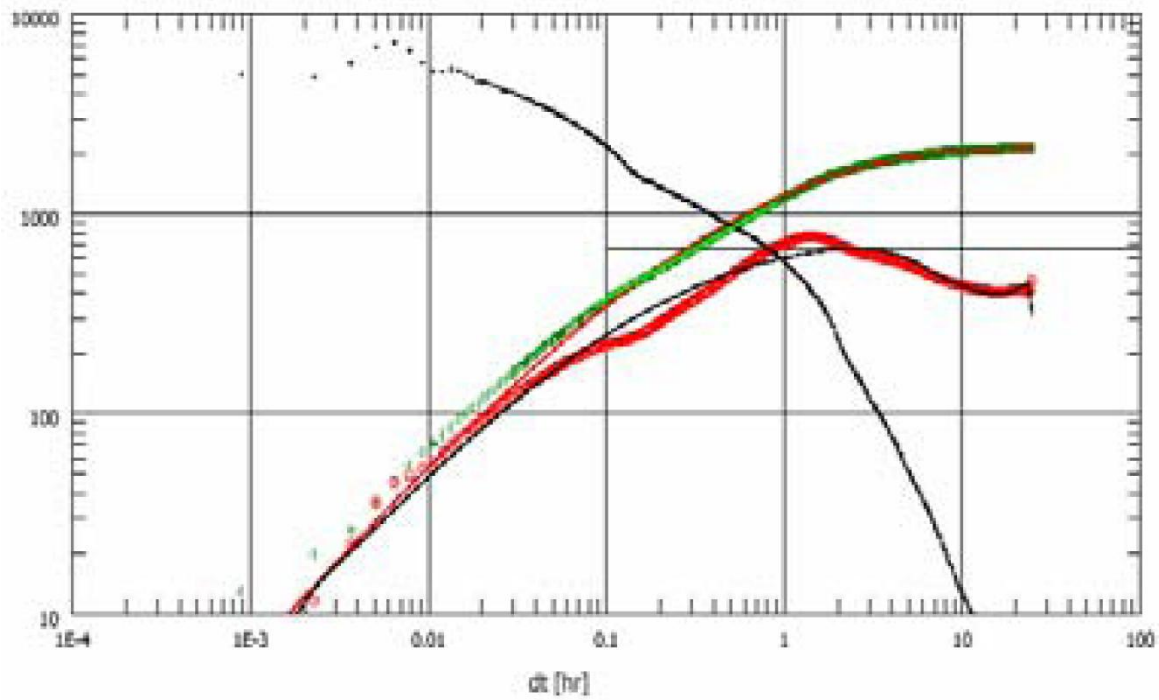


Fig. 3.34 – Prueba de Decremento de Presión.

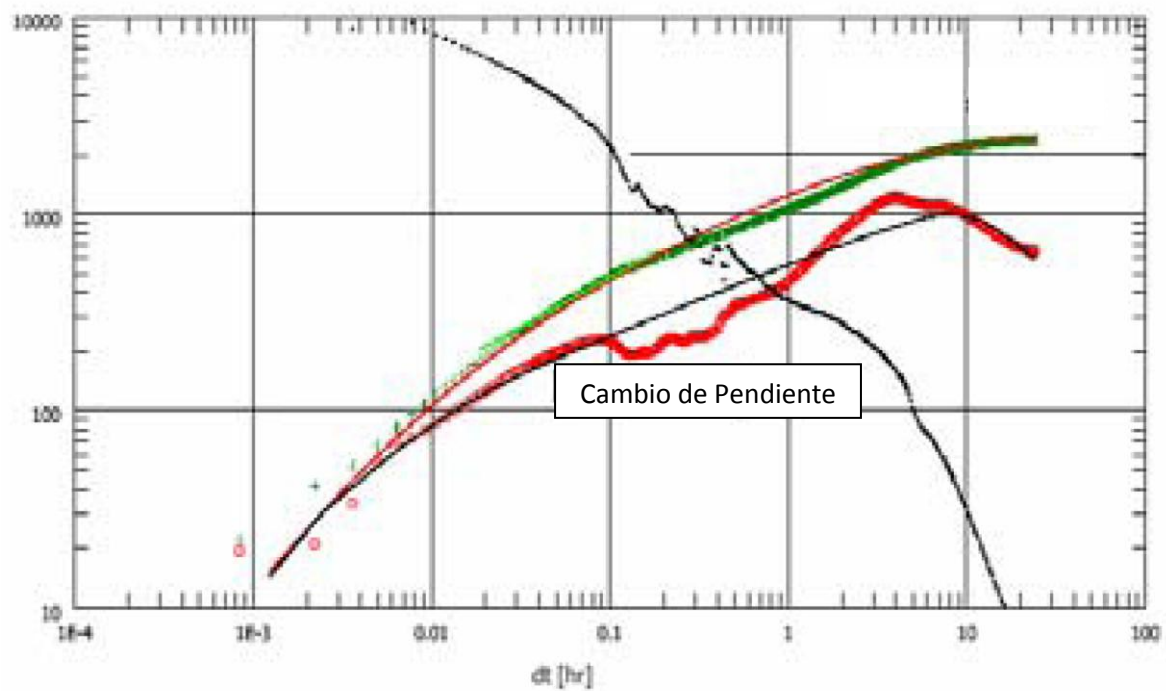


Fig. 3.35 – Prueba de Decremento de Presión.

A medida que transcurre la inyección y al analizar el parámetro R_i , es decir la distancia aproximada del radio del banco de agua, se puede observar que este aumenta, indicativo del avance del frente de inyección.

Igualmente el valor de X_f (longitud de la fractura) va aumentando, esto se debe a que al iniciar la inyección posiblemente la fractura estaba sucia y a medida de que se incrementan los gastos de inyección de agua, esta se limpia e iba aparentemente aumentando de longitud.

Un análisis importante de mencionar es que durante el último decremento, observamos que se tiene un cambio en las propiedades del cuerpo que está recibiendo la inyección, esto se refleja en un cambio de pendiente en la derivada y es debido a la respuesta al cambio preferencial del perfil de inyección, que paso de 100% de admitir el intervalo 1728-1750 [m], a un perfil de inyección donde también admite el intervalo 1682-1705 [m].

Los resultados obtenidos del último decremento, al ajustar el espesor de arena $h=25$ [m] son los siguiente: $Kh=37.9$ [mD·ft], $k=0.46$ [mD], $X_f=110$ [ft], $R_i=231$ [ft] y $F_c=2690$ [mD·ft].

El valor menor de permeabilidad en este ultimo decremento, $k=0.46$ [mD], con respecto a los decrementos 1, 2 y 3, $k=1.3$ [mD], es debido a que el intervalo de 1682-1705 [m], el cual admite solo a gastos por encima de 1.5 [bpm], es de mucho menor permeabilidad o posiblemente la fractura presenta una menor transmisibilidad.

En la Tabla 3.2 se muestran los resultados para los diferentes decrementos considerando los casos extremos de espesor igual a 40 [m] y 5[m] que corresponden al espesor con flujo preferencial mostrado en los datos de temperatura distribuida de 5[m].

Gasto [bpm]	h [m]	Xf [ft]	K [mD]	FC [mD·ft]	Kh [mD·ft]	Ri [ft]
Sin considerar el análisis de “Sensa-Tube” para espesor						
0.5	40	20.6	0.68	488	89.3	63.5
1.0	40	23.4	0.65	5720	85.3	246
1.5	40	30.9	0.65	4330	85.3	169
2.0	40	87.2	0.289	5440	37.9	183
Considerando Espesor de acuerdo al análisis de “Sensa-Tube”						
0.5	5	58.2	5.44	21.6	89.3	180
1.0	5	66.2	5.2	25.3	85.3	149
1.5	5	87.4	5.2	191	85.3	478
2.0	5	247	2.31	240	37.9	516
2.0	25	110	.47	2691	37.10	232

Tabla 3.2 – Análisis para los diferentes decrementos incluyendo los casos extremos.

En el caso del análisis correspondiente a la inyección de 2.0 [bpm], se tomo un espesor de 25 [m], porque durante esta inyección se puede observar claramente que el intervalo superior acepta agua de inyección, lo cual también puede ser causa del cambio de pendiente e inflexión de la curva de la derivada alrededor de la cuarta hora de cierre.

Como conclusiones de este caso de estudio, se puede mencionar que los datos de los sistemas de monitoreo con sensores de temperatura distribuida con fibra óptica (DTS) fueron adquiridos durante toda la prueba de inyección y permitieron una buena apreciación del flujo de agua. El análisis térmico revela que el intervalo inferior acepta la mayoría del flujo de agua en todos los gastos de inyección, así como también se pudo observar que existe una zona de alta permeabilidad dentro del intervalo inferior que es conducto dominante para la entrada de agua. El intervalo superior acepta agua a partir de 1.5 [bpm] y el área de aceptación es mayor que la del intervalo inferior con una parte preferencial en la parte superior (de 1685 a 1700 [m]).

El análisis de la información de temperatura nos permitió realizar el análisis de presión con mayor precisión y certidumbre, principalmente el valor de la permeabilidad al definir mejor el espesor de formación con movilidad.

En las pruebas de decremento de presión registradas con el sensor de memoria de alta resolución, se pudo observar al final de la inyección un comportamiento fracturado que no se presentaba al inicio, lo que nos permite pensar que a través del tiempo de producción de aceite la fractura disminuye su capacidad conductiva (Kh) o tiende a cerrarse y que se puede inducir o abrir nuevamente durante una inyección de fluido.

2do Caso de Estudio, correspondiente a un pozo de la Región Sur, donde el objetivo principal del análisis de temperatura era verificar la funcionalidad de las válvulas del sistema de bombeo neumático de este pozo y asegurar la detección de posibles anomalías. Cabe señalar que después de registrar y analizar la información adquirida con la fibra óptica se pudo constatar que dicho sistema de bombeo neumático (BN) de este pozo requería de intervención para su optimización, el cual cuenta con 10 válvulas de BN.

Durante el monitoreo de este pozo, los eventos térmicos se notaron en las válvulas localizadas a 1243 [m], 1603 [m] y 1920 [m], estos eventos pueden observarse claramente en la Fig. 3.36, la cual representa la temperatura vs. el perfil del tiempo de las 5 válvulas de BN superiores, situadas a 434 [m], 845 [m], 1243 [m], 1603 [m] y 1920 [m]. La suma de efectos de enfriamiento está representada por el color dibujado a lo largo del tiempo en las abscisas.

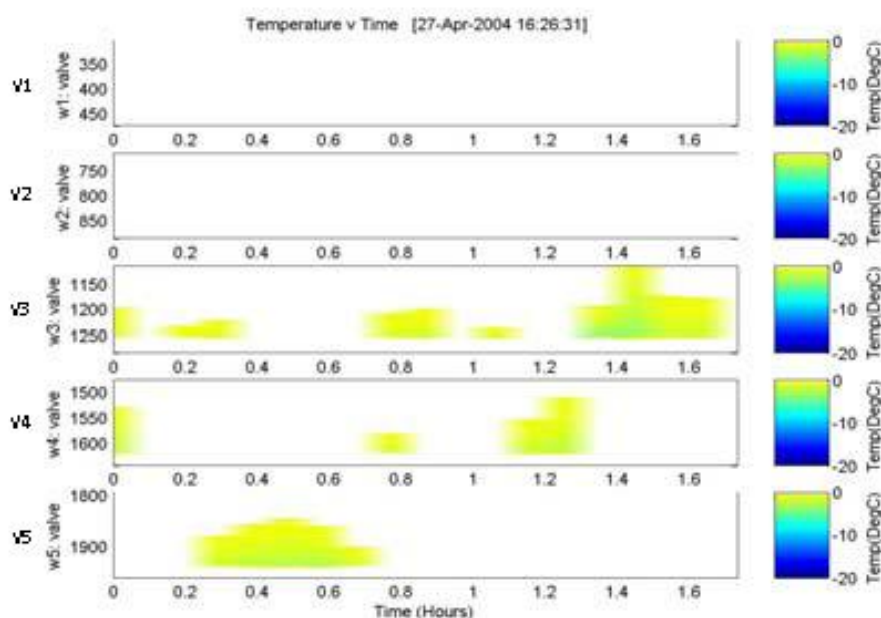


Fig. 3.36 – Temperatura vs. Tiempo para las 5 válvulas superiores.

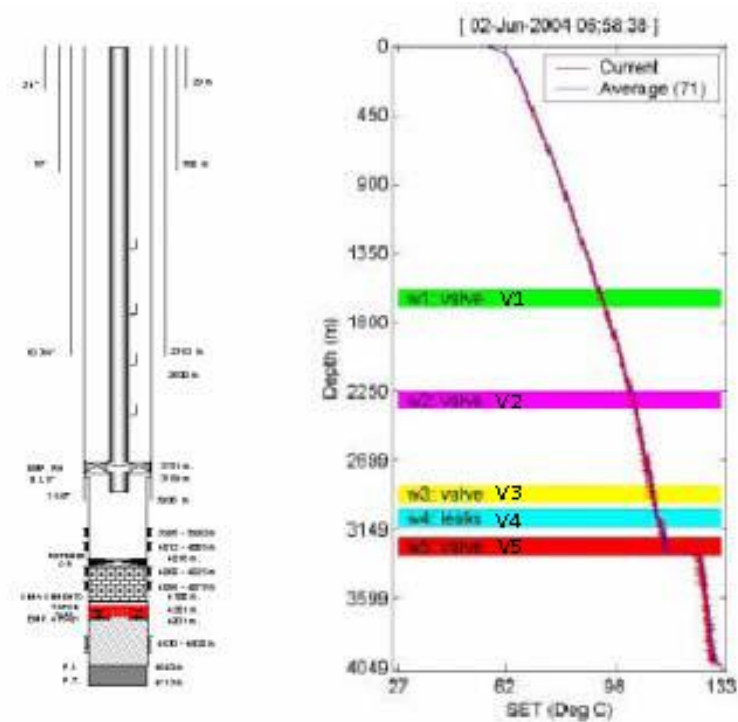


Fig. 3.37 – Perfiles seleccionados de Temperatura vs. Profundidad.

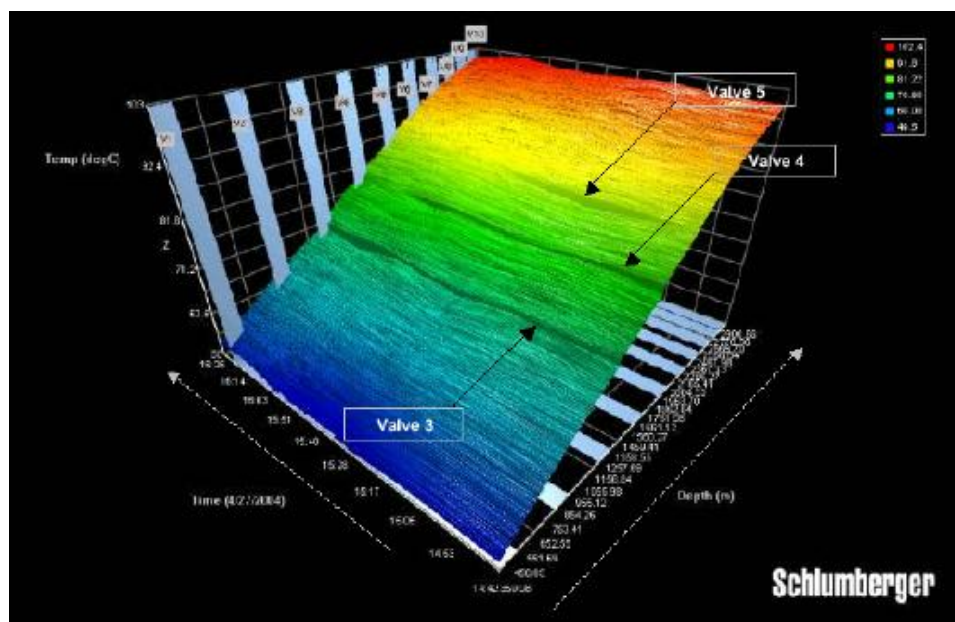


Fig. 3.38 – Gráfica 3D de todos los perfiles de tiempo, temperatura y profundidad para las válvulas # 3, 4 y 5.

El análisis de los datos térmicos reveló una actividad constante de la válvula 3 y actividad intermitente de la válvula 4, solamente una ocurrencia característica de enfriamiento de la válvula #5 fue notada durante el periodo de monitoreo, donde se sugería que estos acontecimientos podían ser causados por distintas razones, las cuales requieren discusión adicional. Estas condiciones podrían ser: sobre inyección de gas, una válvula atorada a 1243 [m], una presión de inyección irregular, u otras. Posteriormente no apareció actividad térmica en el resto de las válvulas de BN durante el monitoreo realizado.

Después de monitorear las válvulas de BN por alrededor de dos horas, se llevó a cabo un cambio en la tasa de muestreo con la finalidad de conseguir una mejor resolución en los datos del monitoreo del yacimiento. Se procuró la calidad de los perfiles de DTS y se registró un perfil de temperatura a lo largo del intervalo disparado. Se calculó un gradiente geotérmico con la información disponible a fin de poder realizar la evaluación e interpretación.

El análisis térmico de los datos del sistema de monitoreo de sensores de temperatura distribuida revelaron producción con el efecto de enfriamiento de Joule Thompson en la parte inferior de los intervalos disparados, 3253-3260 [m] y 3242 -3245 [m], coincidiendo con la relativamente alta RGA (Relación Gas-Aceite) del aceite producido, como se muestra en la Fig. 3.39.

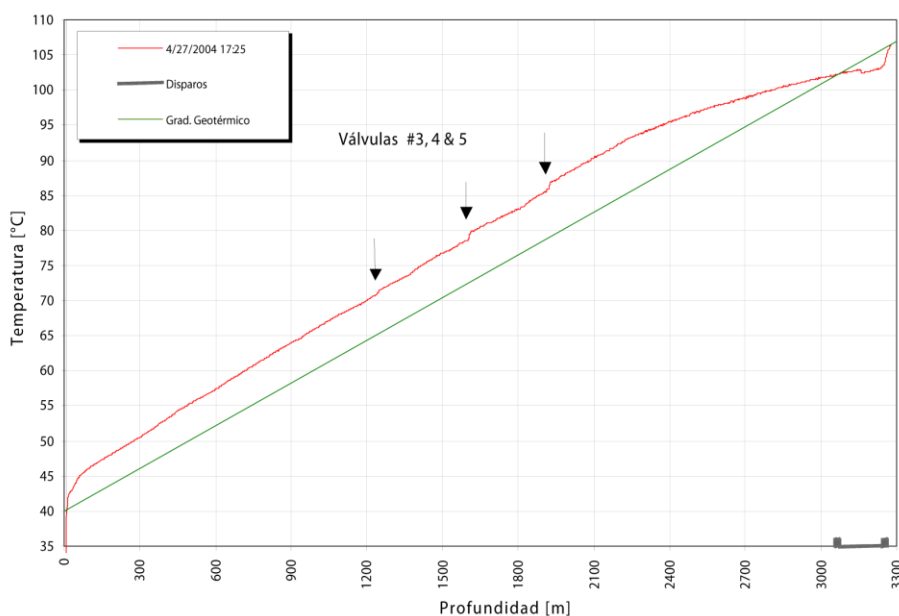


Fig. 3.39 – Análisis térmico donde se muestran los efectos en las válvulas # 3, 4 y 5.

Por el comportamiento del perfil de temperatura registrado, se intuye que el fluido está fluyendo detrás de la TR a 3160 [m], donde la temperatura se incrementa y puede ser fácilmente notada, muy posiblemente estos fluidos viajan hacia arriba detrás de la terminación y regresan adentro de la TR en los disparos superiores a 3065-3072 [m] y 3055-3060 [m], como se ilustra en la Fig. 3.40.

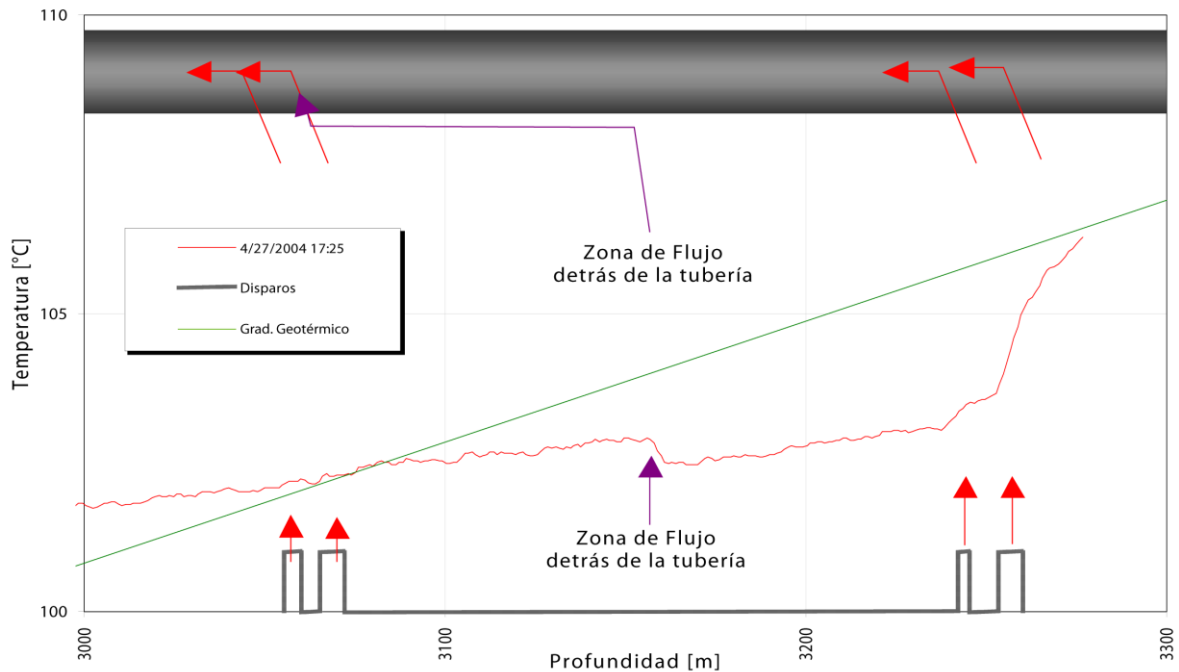


Fig. 3.40 – Movimiento del fluido detrás de la TR @3160 [m].

Este fenómeno puede ser explicado por el análisis de datos continuos del DTS, el cual revela que la temperatura se incrementa a 3160 [m] y se mantiene consistente a través de un periodo de monitoreo, sugiriendo un flujo a esa profundidad. Este incremento en la temperatura ocurre debido a que los fluidos producidos detrás de la TR, debido a posibles canales en el cemento, tienen temperaturas más altas que la de los fluidos menos calientes producidos en las disparos inferiores, resultando en un notable incremento de temperatura a 3160 [m]. Será de ayuda un registro de rayos gamma y porosidad para verificarla presencia de un intervalo permeable a esa profundidad y confirmar este fenómeno. En relación con las temperaturas por encima de los dos intervalos disparados, están muy cerca del gradiente geotérmico por tanto, es difícil de confirmar los flujos en 3065-3072 [m] y 3055-3060 [m]. Sin embargo, la producción puede estar pasando como un muy pequeño efecto de enfriamiento que puede ser notado en estos intervalos.

Como conclusión de este segundo caso se puede mencionar que el análisis térmico revela actividad en las válvulas 3,4, y 5, localizadas a 1243[m], 1603 [m] y 1920 [m], respectivamente. Las otras siete válvulas de BN del aparejo, no muestran ninguna actividad térmica a través del periodo de monitoreo. Hay la posibilidad de que estos eventos puedan ser causados por una sobre inyección de gas o una válvula calzada a 1243 [m], o a una inyección irregular de presión, para todas las opciones anteriores. Mediante este registro de temperatura distribuida y un adecuado diagnostico, el sistema de BN de este pozo puede ser definitivamente optimizado con fines de mejorar su funcionamiento y aumentar la producción de aceite.

En cuanto al análisis térmico de los datos del DTS y la relación con el efecto de enfriamiento Joule Thompson en los intervalos inferiores disparados a 3253-3260 [m] y 3242-3245 [m], revelan que existe liberación de gas en la zona de disparos, lo que explica de algún modo la elevada RGA producida, gas de fondo en exceso que ayuda al bombeo neumático del pozo.

3.8 Problemas con Sensores de Fibra Óptica

La mayoría de las fibras ópticas utilizadas en la medición, se basan en el principio de que una variable como la presión o la temperatura, provocara un cambio en la longitud de la trayectoria óptica y/o en el índice de refracción de la onda guía. Este aumento debe ser proporcional a la cantidad de la variable. Todo lo que afecta negativamente a la estabilidad de la onda guía afectará enormemente reduciendo la exactitud de las mediciones hechas con fibra óptica.

A altas presiones y temperaturas, las fibras ópticas se han dado a conocer por cambiar su desplazamiento del cero (Zero Offset) por grandes cantidades (a veces de hasta 50 [psi]). Este fenómeno se conoce como drift. Lo que ocurre a causa del Drift es que los valores que representan una cierta cantidad de parámetros medidos ya no seguirán siendo los mismos. Por ejemplo, asumamos que un aumento en la longitud de la trayectoria óptica de 2 [nm] representan 300[°C] a 3500 [psi], la exposición de los fluidos a una alta presión y temperatura causará que la longitud de la trayectoria óptica aumente correspondiendo a 300[°C] a 3500 [psi] a cambiar a 25 [nm]. Ahora también asuma que antes de que ocurriera el drift, 25 nanómetros correspondieron a

un diverso valor, este valor incorrecto o erróneo será registrado por el sensor. Tomemos como ejemplo, este otro valor fue de 450[°C] a 5000 [psi]. Por lo tanto, el drift ha dado lugar a un error de 150[°C] y 1500 [psi].

Se ha demostrado mediante experimentos de laboratorio que el Drift en la fibra óptica aumenta desproporcionalmente con un aumento en la temperatura y presión. El Drift se produce con tal magnitud que la exposición de una fibra óptica a un fluido que se encuentra a altas temperaturas y presiones durante un par de días, puede cambiar una fibra óptica con baja birrefringencia (doble refracción baja), en una fibra óptica con alta birrefringencia (doble refracción alta). El término de Birrefringencia se refiere al grado con el que el índice de refracción de un material responde a la luz. También se ha observado que el drift se produce por el movimiento de las moléculas del líquido en el revestimiento de la fibra.

Estas moléculas parecen generar altas tensiones resultantes en una alta anisotropía dentro de la fibra. El efecto del drift puede ser eliminado cortando o raspado de las regiones contaminadas, pero este remedio no es práctico en aplicaciones de fondo de pozo. La Fig. 3.31 muestra dos fibras ópticas, una de las fibras ha sido expuesta a ambientes de alta presión y temperatura (arriba), mientras que la otra fibra no ha sido expuesta (abajo).

Una manera práctica de evitar el Drift consiste en recubrir la fibra óptica. El tipo de fluido al que la fibra óptica es expuesta, a veces, determina la gravedad de Drift. El revestir o recubrir a la fibra óptica evita el ingreso de moléculas de OH^- en la fibra. La Fig. 3.32 muestra la presión medida con el tiempo en dos fibras ópticas. Una de las fibras está cubierta mientras que la otra no, dando lugar a que la fibra que no está recubierta o protegida muestra una desviación significativa a diferencia de la que sí lo está.

Las fibras recubiertas son herméticamente revestidas o selladas con una capa de carbono. La capa de recubrimiento previene el ingreso de moléculas de OH^- , por lo tanto reduce en gran medida el Drift. Gran parte de las investigaciones que actualmente se realizan siguen siendo acerca de cómo conseguir la mejor forma de recubrimiento para poder reducir el Drift. Los revestimientos disponibles en el mercado en su mayoría son hechos en base a carbón y metales.

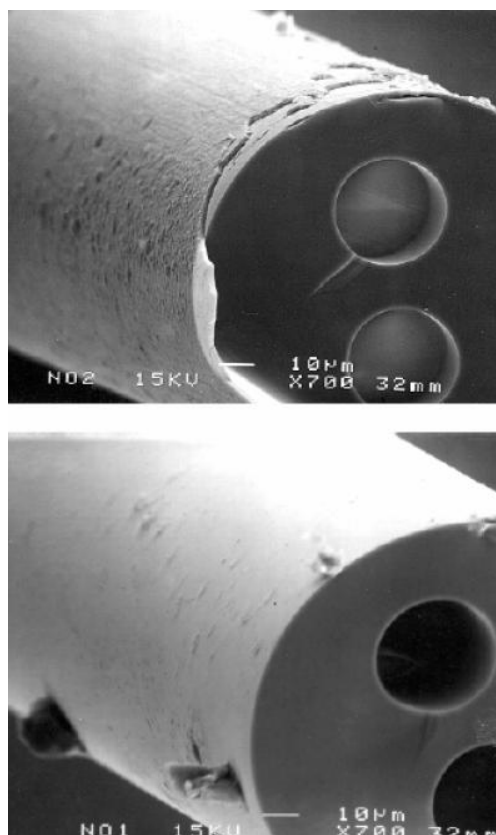


Fig. 3.41 - Sección transversal de dos fibras ópticas.

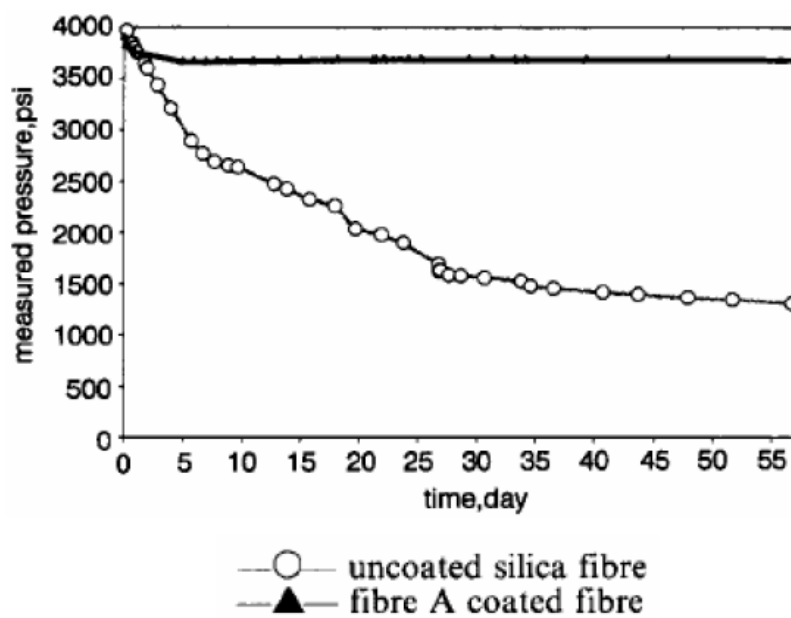


Fig. 3.42 - Presión medida contra el tiempo en dos sensores de presión de fibra óptica.

Capítulo 4 Sensores Permanentes de Fondo a partir de la Tecnología en Herramientas

Además de los sensores de fibra óptica y los sensores electrónicos, parece haber otra categoría que ha evolucionado a partir de la tecnología en herramientas para la evaluación de la formación. Los sensores de esta categoría son los sensores de resistividad de corriente directa, los sensores electromagnéticos y los sensores acústicos.

Este capítulo examina esa categoría de sensores, destacando sus principios de funcionamiento y diseño. También se examina un caso de estudio en este capítulo, como se ha venido haciendo en los capítulos anteriores. Los sensores electromagnéticos y los sensores de resistividad de corriente directa encuentran su aplicación única en la detección de invasiones por agua o conificaciones. Todavía es demasiado pronto para evaluar la fiabilidad de este tipo de sensores, pero los posibles problemas derivados de su funcionamiento son comentados brevemente en este capítulo.

4.1 Sensores de resistividad de corriente directa y sensores electromagnéticos

Los Sensores electromagnéticos son muy similares a los sensores de resistividad de corriente directa, ambos sensores pueden ser denominados colectivamente como un arreglo o serie de electrodos (electrode array sensors). Los sensores electromagnéticos hacen mediciones alternadas de corriente por lapsos de tiempo usando un conjunto o una serie de electrodos mientras que los sensores de resistencia de corriente directa miden respuestas de corriente directa por lapsos de tiempo.

Las mediciones son utilizadas para determinar y calcular, por ejemplo, cómo cambia el contacto agua-aceite (WOC) con el tiempo después de tener periodos de producción. Un sensor envía corriente a la formación y mide las respuestas de corriente directa y corriente alterna (DC/AC) por lapsos de tiempo. Una vez que se miden las respuestas por lapsos de tiempo, se puede determinar la distribución tridimensional del contacto agua-aceite. Esto se hace de una manera apropiada

seleccionando una función paramétrica que se ajuste a la descripción del contacto agua-aceite y por lo tanto estimar los parámetros para establecer la ubicación actual del contacto agua-aceite, algo que es sumamente importante conocer en un pozo o un yacimiento.

Los arreglos o series de electrodos permanentes pueden ser aplicados ya sea en pozos horizontales como en pozos verticales y son usados principalmente para monitorear los contactos de agua-aceite. Monitorear la penetración del agua en un yacimiento es muy importante ya que la conificación de agua es una limitante para la producción de aceite. Después de un periodo largo de producción, el nivel de agua del contacto agua-aceite se incrementa hasta que el agua se produzca junto con el aceite. A veces, esta situación se pone peor y el sistema produce más agua que aceite, esta es la razón del porque monitorear el contacto agua-aceite y es crucial para optimizar el rendimiento de la producción. El arreglo o serie de electrodos no solo detecta conificaciones de agua sino que también la controla evitando que la columna de agua entre en el pozo, esta prevención se realiza mediante el uso de puertas de extracción.

El sensor consiste en electrodos separados de los demás por longitudes predeterminadas, estos electrodos consisten de anillos o superficies de contacto compuestas por un material conductor químicamente inerte, la naturaleza químicamente inerte y conductora del metal permite a los electrodos establecer contacto con la formación de una manera eficiente. Los materiales adecuados para los electrodos son de cobre, cadmio, plata, acero inoxidable y titanio. Estos electrodos están conectados a una sección electrónica del arreglo mediante un cable. Esta sección electrónica es conectada a la superficie por un cable eléctrico, el cual a su vez es conectado a una fuente de corriente y a un sistema de adquisición de datos. La adquisición de datos es utilizada para recibir y procesar la información de los electrodos. La fuente de corriente va a generar o un flujo continuo de corriente directa o una corriente alterna de baja frecuencia provocando que los electrodos funcionen como sensores de corriente o voltaje.

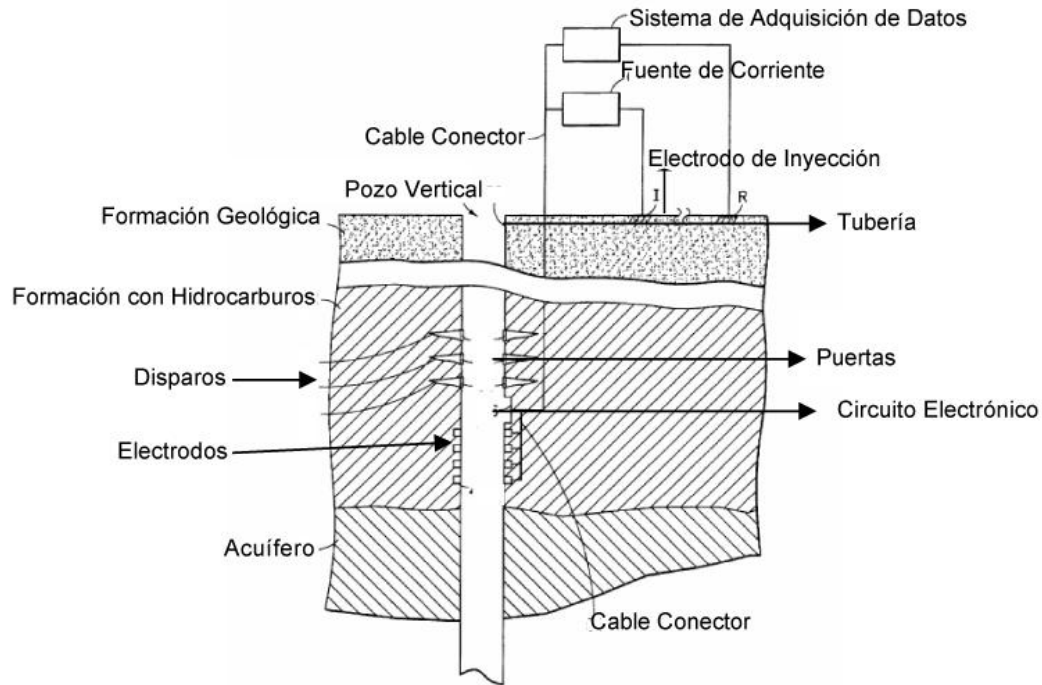


Fig. 4.1 - Sistema de Monitoreo Permanente de un Arreglo o Serie de Electrodo de Corriente Directa/Corriente Alterna para un pozo vertical.

Cuando se genera corriente directa, todo el aparato funciona como un sensor de resistividad de corriente directa y puede medir las respuestas de resistividad en lapsos de tiempo. Por otro lado, cuando se genera corriente alterna, todo el aparato funciona como un sensor electromagnético, midiendo respuestas electromagnéticas en lapsos de tiempo.

Considerando el ejemplo de la ilustración en la Fig. 4.1: Un pozo vertical se encuentra en una formación geológica situada en una formación de hidrocarburos, el cual a su vez está colocado en la parte superior de un acuífero. Supongamos que el pozo es revestido con una tubería la cual está cubierta o protegida con un material no conductor, evitando así que la corriente eléctrica escape a una superficie exterior. Además, supóngase que el pozo está perforado para permitir el flujo de hidrocarburos en el pozo. El sistema de monitoreo consiste en varios electrodos separados entre sí de forma longitudinal en el pozo, como se muestra en la Fig. 4.1, estos electrodos son montados en la tubería de revestimiento del pozo y a su vez están conectados a través de conectores y una

conexión por cable a un medio electrónico. Una vez conectados los cables, se fijan en el exterior y en la superficie de la tubería, después una fuente electrónica se une a la superficie con cable eléctrico conectado a una fuente de corriente. Las fuentes de corriente pueden ser de corriente directa o alterna según sea el caso, después la fuente de corriente es a su vez vinculada a un sistema de adquisición en superficie.

Las mediciones eléctricas o electromagnéticas se pueden hacer cuando la corriente es inyectada o inducida a la formación utilizando un electrodo de inyección. Este electrodo de inyección es denotado como "I" en la Fig. 4.1 y normalmente se encuentra en la superficie. Otro método por el cual la corriente es inyectada a la formación es con una fuente de corriente, la cual pasara a través de la conexión eléctrica a los electrodos. Una vez que se inyecta la corriente en la formación, se genera o produce un diferencial de potencial entre el electrodo de referencia "R" y los demás electrodos (que ahora funcionan como sensor de voltaje o de resistividad). Así la diferencia del potencial en cada sensor de voltaje podrá ser medida por un sistema de adquisición.

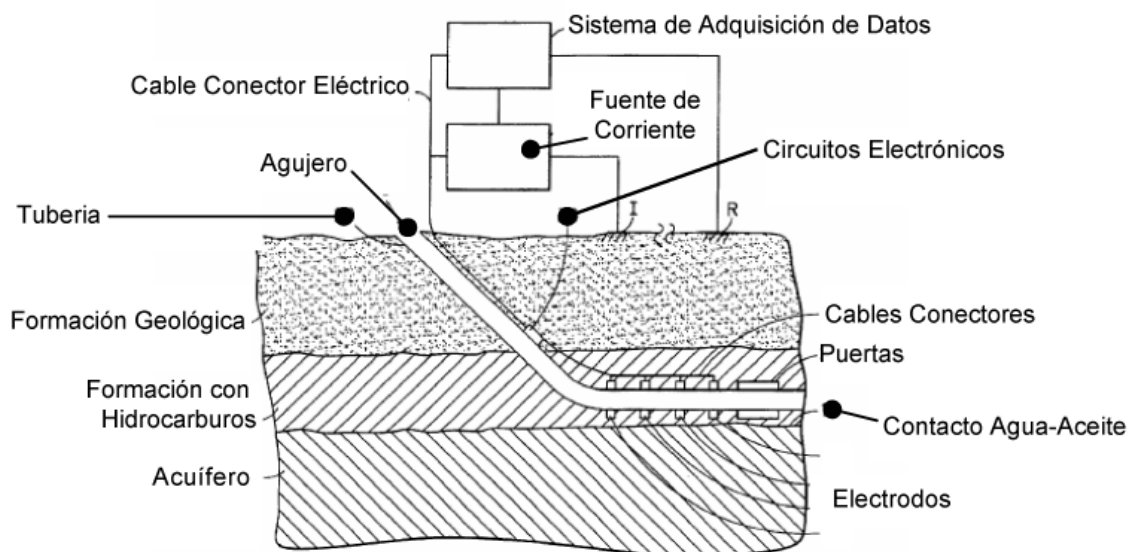


Fig. 4.2 - Sistema de Monitoreo Permanente para una Serie de Electrodos de CD/CA para un pozo horizontal.

En ambas figuras, Fig. 4.1 y Fig. 4.2, se puede ver que hay puertas instaladas a lo largo del tubo, estas puertas sirven para la extracción de hidrocarburos. Para un pozo vertical, las puertas pueden

ser instaladas a la altura de la zona disparada, mientras que para un pozo horizontal, estas son instaladas a una distancia razonable del contacto de agua.

En el monitoreo de la deformación del contacto agua-aceite con el tiempo, los parámetros que se observan que cambian con el tiempo son valores específicos de ancho y la ubicación de la cima del contacto agua-aceite. No es fácil predecir dichos parámetros a partir de las mediciones de las propiedades de la formación hechas en el agujero, por otro lado, es posible definir las usando la siguiente ecuación:

$$Z(x, y) = Z_0 + \left[\left(\frac{x - x_0}{a} \right)^2 + \left(\frac{y - y_0}{b} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (4.1)$$

Donde (x_0, y_0, z_0) es la ubicación de la cima y las variables a y b son medidas de la excentricidad en las direcciones x y y . Por lo tanto, se puede observar que al menos cinco parámetros son necesarios para descubrir con precisión la ubicación y la excentricidad de las tres dimensiones del contacto agua-aceite en un momento dado.

Para reducir el número de parámetros requeridos, se pueden hacer suposiciones sobre la simetría de las tres dimensiones del contacto agua-aceite. La primera suposición es que el vértice se centrara en el punto de producción, esto sucede debido a que la deformación se produce debido a la producción de aceite, por lo tanto la ubicación de la coordenada vertical (z_0) ya no es desconocida. Con base en esa suposición, la ubicación de la superficie en tres dimensiones fuera de su eje de simetría puede ser estimada utilizando la siguiente ecuación:

$$r(z) = a \sqrt{\frac{z - z_0}{c}} \quad (4.2)$$

Donde (z_0) es la ubicación vertical de la cima, mientras que las variables a y c , determinan la excentricidad vertical.

Al minimizar la diferencia entre los datos medidos y los datos simulados o supuestos, la función paramétrica que estima la forma y la ubicación puede ser utilizada para estimar el contacto agua-aceite. La diferencia entre los dos conjuntos de datos está dada por la siguiente ecuación:

$$P(\underline{x}) = \|\overline{W}_d \cdot [\underline{d}(\underline{x}) - \underline{d}^{obs}]\|^2 \quad l_i \leq x_i \leq u_i \quad (4.3)$$

Donde:

- $\underline{x}$ es un vector de tamaño N que contiene los parámetros desconocidos que definen completamente la forma en tres dimensiones y la ubicación del contacto agua-aceite.
- $\underline{d}(\underline{x})$ es un vector columna de tamaño M que contiene los datos del electrodo fuente simulados numéricamente para un $\underline{x}$ dado.
- $\underline{d}^{obs}$ es un vector columna de tamaño M que contiene los voltajes obtenidos con los electrodos fuente situados a lo largo de la longitud del pozo.
- $\overline{W}_d$ es una matriz de carga de datos los cuales se deben de enfatizar ciertos conjuntos de datos en relación con los demás.

Otro método de minimizar la diferencia entre los datos medidos y los datos simulados es usando un algoritmo de minimización, el cual podría incluir una optimización de los mínimos cuadrados. Esto no necesariamente tiene que ser el caso. La estimación realizada en la Ec. 4.3 no se ve afectada por altos niveles de ruido y puede ser utilizada para predecir la irrupción de agua, así como para mejorar la eficiencia de producción de aceite. La estimación se hace en ciertos momentos preestablecidos durante la producción con el fin de monitorear eficazmente el cambio de geometría del contacto agua-aceite y la distancia de la columna de agua en el pozo. Esta estimación se utiliza para controlar las puertas y por lo tanto mejorar la eficiencia del proceso de extracción de hidrocarburos, mientras que previene la irrupción temprana de agua.

4.2 Sensores de Resistividad de Corriente Directa

En el caso de un arreglo permanente de electrodos, la distribución de saturación de fluidos puede ser monitoreada a medida que varía con el tiempo. Esto mejora enormemente al monitoreo de yacimientos y optimiza el rendimiento debido a que proporciona la dirección del fluido en movimiento, por lo tanto los hace muy adecuados para el monitoreo de la invasión de agua o las rutas de los trazadores.

4.2.1 Principio de Medición

El arreglo de electrodos permanentes se compone de una serie de electrodos que se cementan en el espacio anular (entre la tubería y la formación), el sensor se coloca en la parte aislada de la tubería, situado de frente a la formación, posteriormente cada electrodo es conectado a través de un cable multi conector a un interruptor en la superficie conectado a su vez a un modulo de potencia. En la Fig. 4.3 se ilustra un esquema de un arreglo o conjunto simple de electrodos.

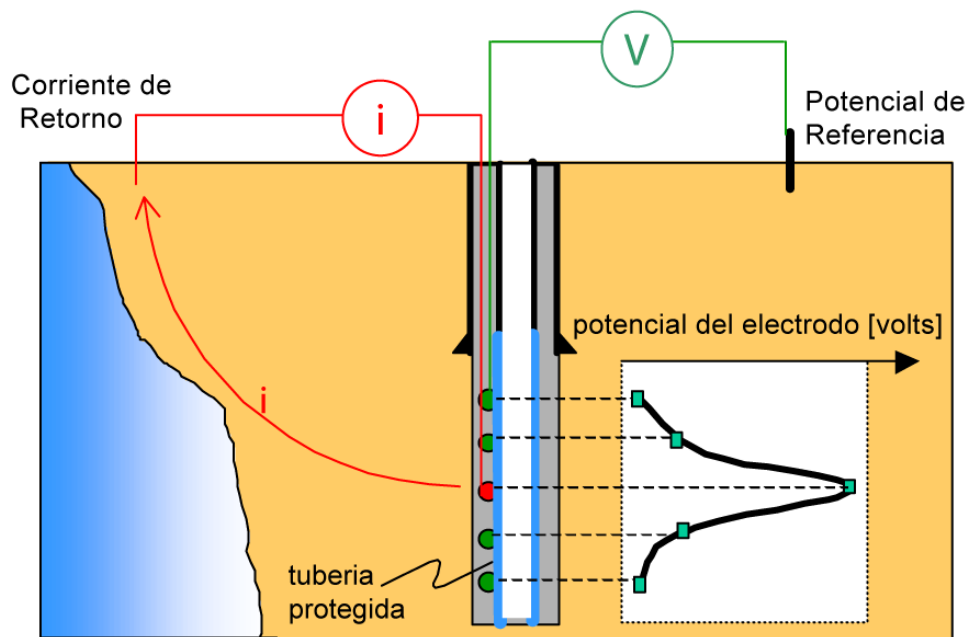


Fig. 4.3 - Diagrama esquemático donde se muestra el principio de las mediciones de los electrodos.

El sensor hace varias mediciones mediante el envío de corriente entre un electrodo y una estaca en la superficie, después se registra el potencial inducido en todos los electrodos restantes. Este proceso se repite hasta que cada electrodo se ha utilizado como la fuente de corriente. La operación completa se conoce como una adquisición monopolo-monopolo.

En el monitoreo de una invasión de agua, a medida de que el frente se aproxima al sensor, las líneas de corriente eléctrica se verán distorsionadas, esto no ocurre cuando el agua no se está acercando. La interpretación de las mediciones depende de la selección del modelo de resistividad

apropiado que explica con precisión los potenciales medidos. Al seleccionar el modelo adecuado, el modelo de resistividad se puede convertir en un perfil de saturación mediante el uso de una ecuación apropiada, tal como la ecuación de Archie o la ecuación de Waxman Smith. La Fig. 4.4 muestra el flujo de datos para el monitoreo de una invasión de agua usando un arreglo o conjunto de electrodos permanentes.

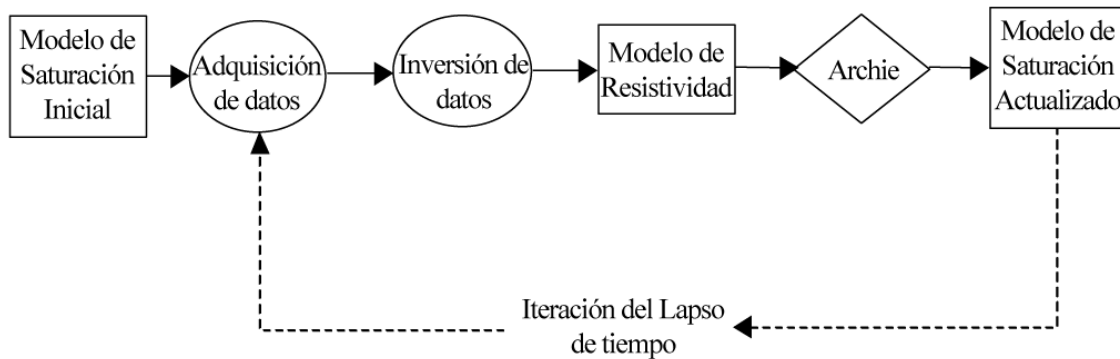


Fig. 4.4 - Diagrama de Flujo de Datos.

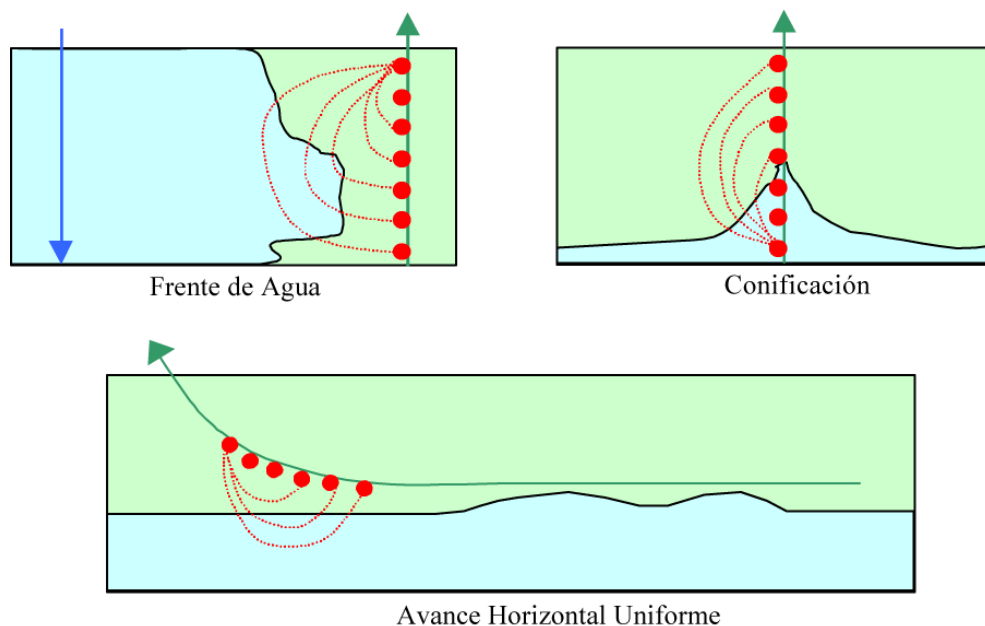


Fig. 4.5 - Aplicaciones de un arreglo de electrodos permanentes.

Los arreglos de electrodos permanentes son utilizados principalmente para el monitoreo del contacto agua-aceite o las invasiones de agua causadas por un pozo inyector o bien, analizándolas

desde un pozo observador, el monitoreo de la conificación del agua en un pozo productor y el monitoreo del nivel normal del contacto agua-aceite, estas aplicaciones son ilustradas en la Fig. 4.5.

La profundidad de la investigación depende del espesor del yacimiento, de la conductividad eléctrica del sensor y de la resistividad entre la formación y el medio invasor. Basándose en estos factores, las formaciones delgadas y almacenadoras de hidrocarburos que poseen una baja salinidad de agua, no son candidatas ideales para el monitoreo con arreglos de electrodos permanentes.

Considerando la inyección de agua en un yacimiento, después de un tiempo un frente de agua se ha creado de tal manera que, el frente se divide en el yacimiento en dos regiones. La primera región representa la parte del yacimiento donde solo está el agua congénita (es decir, $S_w = S_{wc}$), mientras que la segunda región representa la parte localizada detrás del frente de agua (es decir, $S_w = 1 - S_{or}$). Si existe un frente fuerte en un yacimiento homogéneo infinito, la distancia desde el frente de agua al pozo productor puede ser determinada analíticamente con una simple medición de voltaje. Este voltaje es medido por el conjunto de electrodos permanentes.

4.2.2 Caso de Estudio de un Arreglo de Electrodos Permanentes en Fahud, Omán.

El Campo Fahud ubicado en Omán, se encuentra en un yacimiento carbonatado de poca profundidad que tiene un ángulo de inclinación de 15° , el yacimiento tiene cerca de 100 metros (328 ft) de espesor con una presión de alrededor de 508 [psi] (35 [bars]) a una profundidad de 600 [m] (1968 [ft]). La mayor parte del campo ha sido desarrollada mediante el empuje de segregación gravitacional o drenaje gravitacional del aceite y el gas, a diferencia de la parte no fracturada del yacimiento, donde el desarrollo se ha logrado con la inyección de agua.

El sensor de electrodos permanentes fue propuesto para monitorear la invasión de agua a una sección no fracturada del yacimiento, la Fig. 4.6 muestra el arreglo para la inyección. El área aparte para la inyección de agua consiste en dos pozos laterales horizontales de los cuales uno es productor y el otro es un pozo inyector, el pozo productor es el F-317 y el F-311 es el inyector. Ambos pozos se encuentran en la formación Natih-E y están alienados a la formación. Un ramal de

cada pozo se localiza en la subcapa Netih-E3, mientras que el otro ramal está en la subcapa Natih-E4. Las dimensiones propuestas de la capa de agua para inyectar fueron de 100 metros por 100 metros con la longitud de cada rama horizontal siendo 500 m. La velocidad que se esperaba del avance del agua era de menos de 10 metros por mes.

La resistividad del yacimiento era cerca de 10,000 [ohm·m] en la zona virgen y menos de 10 [ohm·m] en la zona inundada de agua. La baja resistividad en la zona inundada fue debido a la alta salinidad del agua inyectada. La salinidad del agua inyectada era de alrededor de 120,000 [ppm]. Un pozo de observación, diseñado para ser un pozo prácticamente vertical, estaba localizado a unos 45 metros del pozo productor F-317. El pozo en el cual fueron instalados los sensores de arreglos de electrodos fue en el F-320 mientras que otro pozo de observación vertical se encontraba a una distancia de unos 150 metros a partir del pozo sensor.

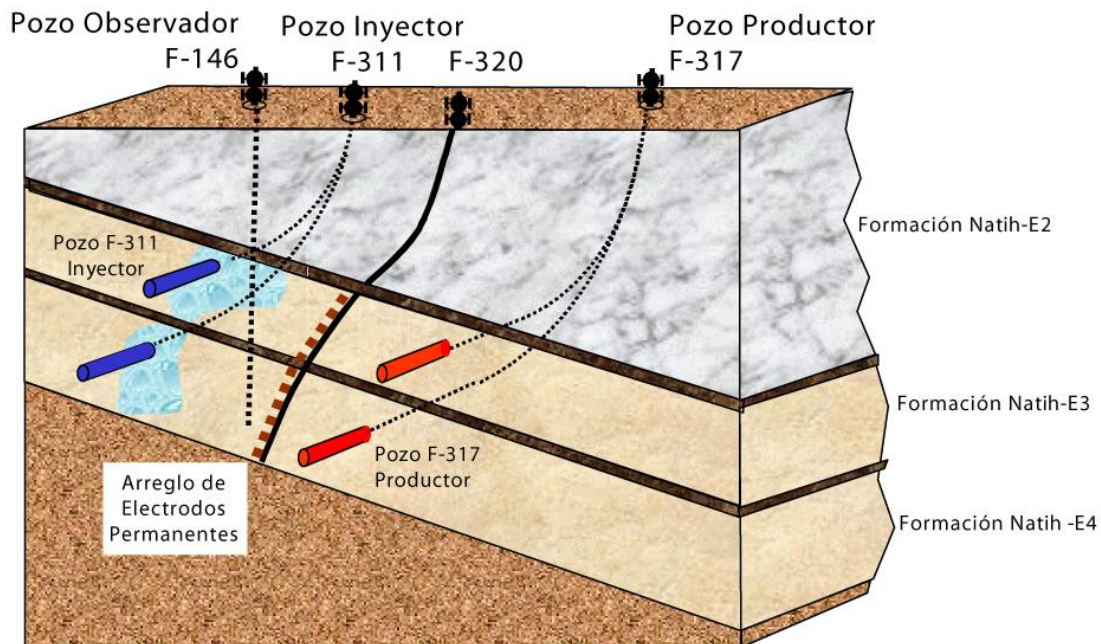


Fig. 4.6 - Disposición de un arreglo de electrodos permanentes en el yacimiento.

El diagrama muestra una instalación de sensores para el control de inyecciones de agua. Esta zona apartada de las inyecciones de agua se compone de dos pozos horizontales doble laterales de los cuales uno es un productor y el otro es un pozo inyector. El pozo productor es el F-317 y el pozo inyector es el F-311.

4.2.3 Componentes del Sistema de Monitoreo de un Sensor de Electrodo Permanentes

El sistema de monitoreo de un arreglo de electrodos consiste en dos arreglos de cables planos, cada uno con 16 electrodos. Los arreglos o conjuntos de cable son cementados en el lugar y en la parte exterior de la tubería de revestimiento. La geometría del arreglo de cables planos le permite estar convenientemente desplegado en el exterior de la tubería, cada cable consiste a su vez de 16 líneas individuales de cables envueltos de un revestimiento de goma que se ha diseñado para soportar las duras condiciones del fondo del pozo. En el revestimiento, los cables están trenzados en pares de cuatro esto para reducir la diafonía (cross talk).

Los siguientes componentes del sistema de monitoreo son los cables, dos cables son desplegados a lo largo de la tubería de 4½ pulgadas junto con los electrodos colocados estratégicamente en las posiciones de entrelazado. Esto es hecho de modo que si se produjera una falla en uno de los cables, el otro cable funcionara en lugar del otro. Para evitar hacer las conexiones eléctricas en el campo o en plataforma (por razones de seguridad), los electrodos son generalmente pre instalados en el cable y conectados individualmente a cada línea. Los protectores de cable y los collares son utilizados para proteger a los cables y electrodos de daños mecánicos, mientras que los centradores son utilizados para proporcionarle protección mientras son bajados al agujero.

La adquisición en superficie, el panel de control y el sistema de alimentación de energía consiste en una fuente de alimentación de frecuencia programable y de interruptores programables, el sistema también cuenta con un equipo integrado (computadora personal) para la adquisición y el procesamiento de datos.

4.2.4 Interpretación y Análisis de Datos

Después de que el sistema de monitoreo del arreglo de electrodos permanentes ha sido instalado, después es obtenido un juego completo de datos monopolo-monopolo. Para comprobar la viabilidad de los datos adquiridos, los potenciales de los electrodos se combinan para construir un diagrama de resistividad, y posteriormente esto se compara con los datos obtenidos a partir de una herramienta de registro de resistividad. La comparación, en la Fig. 4.7, indica una coincidencia en la parte inferior del yacimiento, pero los datos no concuerdan donde la resistividad de la formación es mas de 10,000 [ohm·m].

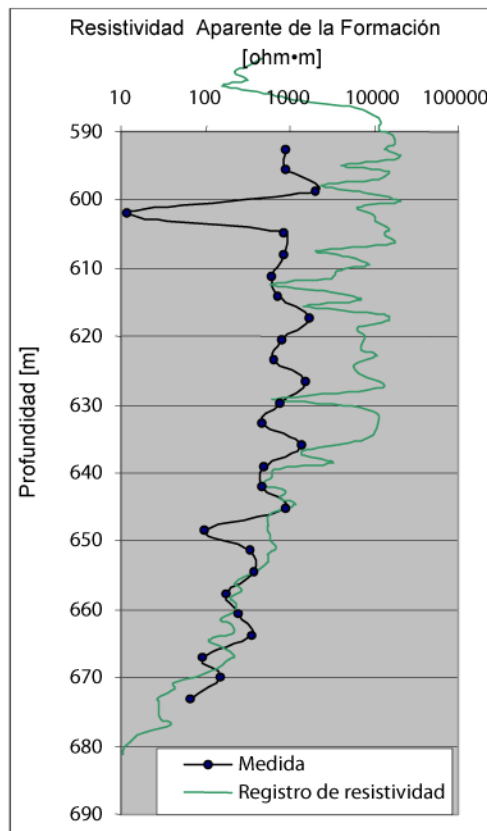


Fig. 4.7 – Comparación de datos obtenidos por un arreglo de electrodos permanentes con los datos obtenidos por una herramienta de registro.

Es muy probable que los bajos valores adquiridos por el conjunto de electrodos situados desde profundidades de 601 [m] (1971 [ft]) hasta 648 [m] (2125 [ft]) sean debido a un daño en el

material del recubrimiento en el área del collar. Para indicar la posición del cable se habían instalado barras metálicas detrás de la tubería, de modo que los disparos pudieron tener lugar en la dirección opuesta. Los daños en el material de recubrimiento dieron lugar a fugas de corriente desde el electrodo de inyección causando con ello que el conjunto registrara valores bajos de resistividad. Para verificar que ese fue el verdadero problema, fue utilizada una aproximación numérica para crear un modelo. Este modelo reproduce la distribución actual de la zona que incluye las filtraciones. Cuando los datos del modelo fueron comparados con los del arreglo de electrodos, se encontró que concordaban completamente. La comparación se muestra en la Fig. 4.8. El modelo fue utilizado posteriormente para la interpretación en el tiempo del conjunto de electrodos. El problema ocasionado por la fuga de corriente daba como consecuencia una reducción en la profundidad de investigación del sensor por un orden de magnitud.

Basado en un perfil saturado previsto, la irrupción de agua se esperaba desde Enero de 2001 mientras que las mediciones fueron tomadas en Septiembre de 1999. Desde el periodo de septiembre de 1999 a abril del 2000, los datos adquiridos con el conjunto de electrodos permanentes indicaron una tendencia a la disminución de la resistividad, la cual no era posible interpretar basándose en las suposiciones del modelo de flujo esperado. Los datos obtenidos fueron medidas de lapsos de tiempo, estas mediciones de lapsos de tiempo mostraron una tendencia a la disminución de la resistividad en el par de electrodos 4. Esta tendencia a la disminución de la resistividad se muestra en la Fig. 4.9. A partir de las graficas, se pudo observar que el potencial de la resistividad disminuye con el tiempo indicando que un frente de agua se aproximaba rápidamente. Esto no era una explicación satisfactoria debido a que no se esperaba que el frente de agua se moviera tan rápido como se indicaba en la interpretación de los datos del sensor.

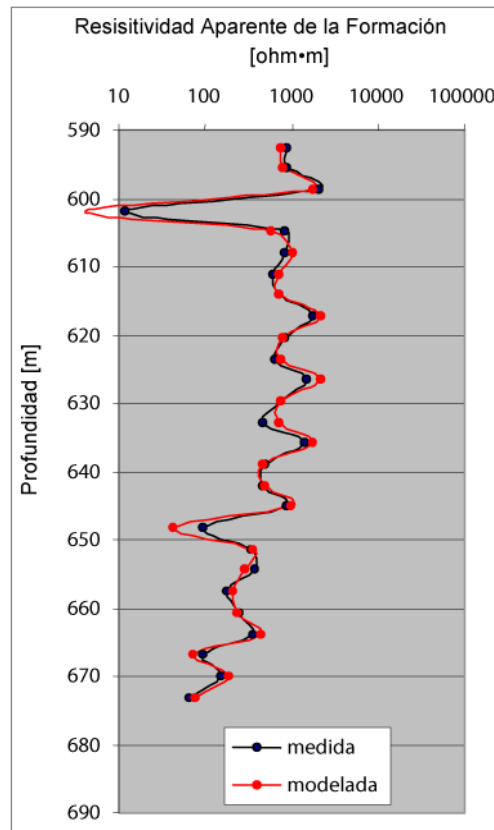


Fig. 4.8 - Comparación de los datos medidos por el conjunto de electrodos permanentes con los datos del modelo.

La tendencia de la disminución de la resistividad puede ser explicada mejor por un pequeño cambio en la conductividad eléctrica alrededor del electrodo. Esta posible explicación hizo que el modelo conceptual fuera revisado, por lo tanto la suposición de que un frente abrupto se presentara tampoco era válida. Se descubrió que los datos podrían ser modelados de dos maneras: podía ser modelado mediante el aumento de la corriente por la fuga ocurrida en los collares, o por la disminución de la resistividad de la formación y el cemento. La primera opción era poco probable debido a la corrosión, probablemente había sellado la fuga. Suponer un aumento adicional en la fuga de corriente sería incorrecto. Por otro lado, la reducción de los valores de resistividad tanto de la formación como el cemento era una suposición más razonable. Esto es debido a que las rocas carbonatadas a veces pueden poseer zonas que tienen fracturas con mayor permeabilidad que el resto de la matriz. Este tipo de permeabilidad podría haber sido detectado por el sistema de electrodos como un frente difuso aproximándose rápidamente.

Un modelo basado en la disminución de la resistividad de la formación y el cemento cerca del electrodo fue confirmado a partir de los datos de producción del pozo F-317 en Enero del año 2000. Los datos mostraban un aumento del 20% en el corte de agua. Esto dejó en claro que los datos de lapsos de tiempo podrían ser explicados por la irrupción de agua en determinados lugares donde posiblemente se tuviera una alta permeabilidad a través de fracturas en el yacimiento. También se hizo evidente que la distribución de la saturación no siguió un perfil de frente de choque, pero si un frente bastante difuso.

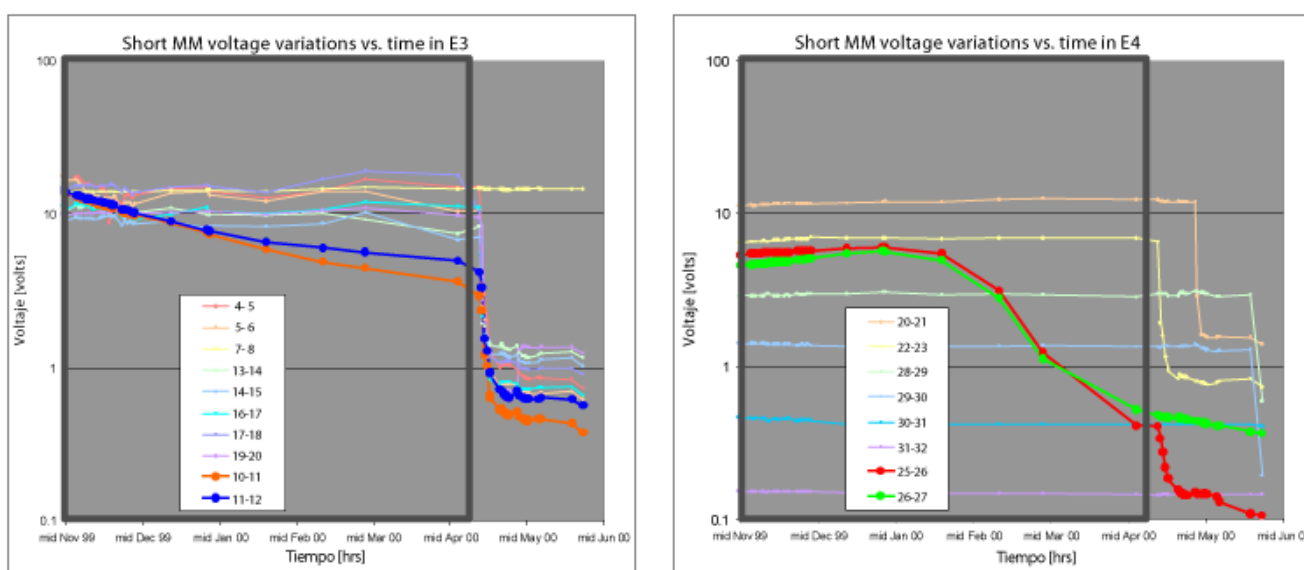


Fig. 4.9 - Respuestas de Lapso de tiempo contra datos de tiempo mostrando como el potencial del electrodo disminuye con el tiempo.

Los resultados, junto con un registro de resistividad realizado en Mayo del 2000 confirmaron una vez más una irrupción temprana de agua dando como consecuencia el llevar a cabo una revisión del primer modelo geológico para ese yacimiento. Por lo tanto, el conjunto de electrodos permanentes monitorea correctamente las inyecciones de agua del yacimiento y proporciona información geológica precisa del mismo, que no se conocía anteriormente.

4.3 Problemas Con Los Arreglos De ElectrodoS Permanentes

El problema más común con sensores eléctricos, tales como los arreglos de electrodos permanentes es la presencia de muchos componentes. Esto es similar al caso de los sensores electrónicos de cuarzo. Se sabe que con los circuitos eléctricos dentro del sensor se tienen problemas tales como cortos circuitos (circuito corto) o fugas de corriente.

4.4 Sensores Acústicos

Los sensores acústicos son sensores que utilizan las frecuencias del ruido generado por el fluido que pasa a través de bombas, válvulas y otros equipos de proceso, para así poder determinar el gasto volumétrico. Debido a que las ondas de sonido son mucho más largas que el diámetro del tubo, solo las ondas unidimensionales son capaces de propagarse a frecuencias por debajo de la frecuencia de corte. En el caso de las tuberías circulares, la frecuencia de corte es una función de la velocidad del sonido, del tipo del fluido y el diámetro de la tubería. Esta relación se ilustra en la siguiente ecuación:

$$f_{corte} = \frac{1.84}{\pi D} S \quad (4.4)$$

Donde:

S es la velocidad del sonido a través del fluido en [ft/s].

Por lo tanto, para frecuencias inferiores a la frecuencia de corte solo ondas unidimensionales pueden ser propagadas, basándose en esta suposición, el gasto volumétrico del fluido se puede establecer mediante la comparación de la velocidad de la onda unidimensional en movimiento junto con el fluido con esas ondas que se mueven en la dirección opuesta del fluido. La Fig. 4.10 muestra un diagrama esquemático de un medidor de flujo acústico. Como se ilustra en el diagrama, una onda sonora unidimensional en movimiento a través de un fluido en la misma dirección que el fluido se desplazara a una velocidad total a la del sonido moviéndose a través del fluido y a la velocidad de la mezcla.

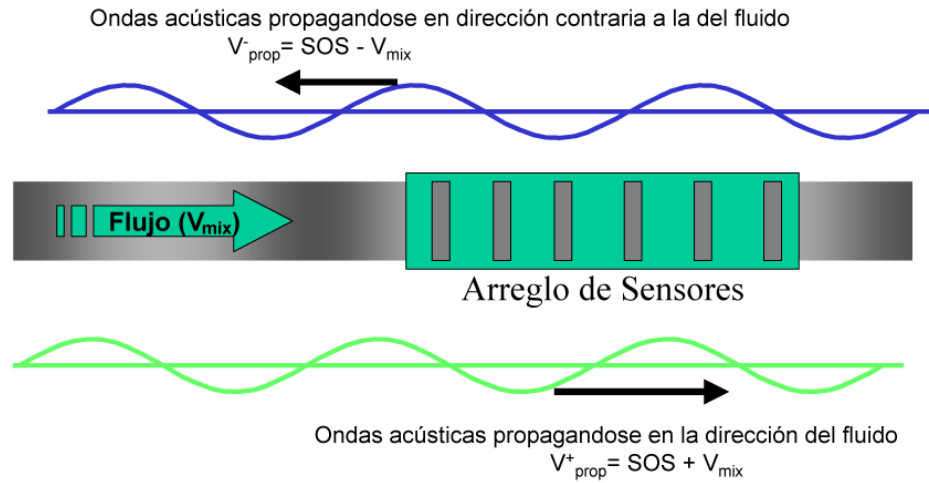


Fig. 4.10 - Esquema donde se muestra el principio de funcionamiento de un medidor de flujo acústico.

Las ondas sonoras que se desplazan en la dirección opuesta viajarán a una velocidad total de sonido a través del fluido en reposo menos la velocidad de la mezcla. Esto significa que la velocidad de la mezcla se puede calcular dividiendo la diferencia de las dos velocidades entre dos y la velocidad del sonido en el fluido puede ser calculada dividiendo la suma de las velocidades entre dos.

Por lo tanto:

$$V_{mix} = \frac{V_{prop}^+ - V_{prop}^-}{2} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad (4.5)$$

$$S = \frac{V_{prop}^+ + V_{prop}^-}{2} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad (4.6)$$

Donde:

V_{mix} = Velocidad de la mezcla [ft/s].

S = Velocidad del sonido en el fluido [ft/s].

V_{prop}^+ = Velocidad de la propagación de las ondas de sonido en dirección del flujo del fluido [ft/s].

V_{prop}^- = Velocidad de la propagación de las ondas de sonido contra la dirección del flujo del fluido [ft/s].

En teoría, este método debe ser aplicable a cualquier flujo de fluido que tiene suficiente energía acústica en forma de ondas que se desplazan tanto en la dirección como en contra de la dirección del flujo del fluido. Por otro lado, se ha descubierto que en la práctica, el método solo se puede aplicar a los flujos que poseen un número de Mach axial no despreciable. Este número representa la relación o el cociente de la velocidad de la mezcla y la velocidad del sonido en el fluido.

$$M_x = \frac{V_{mix}}{S} [1] \quad (4.7)$$

Donde:

M_x = Numero Match axial (adimensional) [1]

La incertidumbre relativa en la velocidad del flujo de la mezcla ($\Delta\%_{V_{mix}}$), varía directamente con la incertidumbre relativa en la velocidad del sonido ($\Delta\%_S$) dividido por el número de Match axial (M_x), esto se muestra en la Ec. 4.8.

$$\Delta\%_{V_{mix}} \propto \frac{\Delta\%_S}{M_x} \quad (4.8)$$

De la Ec. 4.8, se puede observar que el grado de incertidumbre se vuelve demasiado grande conforme el número de Match se acerca o aproxima a cero. Para los líquidos, la velocidad del sonido suele ser mayor de 4000 [ft/s] con velocidades de mezcla que van desde 10 [ft/s]. Este tipo de cocientes dan lugar a números de Match axiales del orden de 0.001 aproximadamente, de tal modo que los líquidos no son aptos para este tipo de medición. Por otra parte, las aplicaciones del gas y vapor tienen velocidades de flujo mucho más altas resultantes en números de Match de al menos 0.1. Por lo tanto los sensores acústicos son particularmente adecuados para medir la velocidad de flujo de un flujo continuo de gas o un flujo multifásico. Esto es debido a que el flujo continuo de gas posee las velocidades de flujo volumétrico promedio que son fracciones considerables de la velocidad acústica de un fluido en reposo. En el flujo continuo de gas, las

velocidades promedio de flujo son generalmente por lo menos cerca del 10% de la velocidad del sonido en el fluido.

La Fig. 4.11 es un ejemplo de una medición de flujo volumétrico hecha utilizando un medidor de flujo acústico. La grafica muestra dos crestas acústicas, una de las crestas es una onda que se mueve en la dirección del flujo del fluido, mientras que la otra onda se está moviendo en la dirección opuesta. Las velocidades de las ondas fueron determinadas como 1305 [ft/s] y 941 [ft/s]. A partir de las velocidades de las ondas, fueron calculadas la velocidad de la mezcla y la velocidad del sonido como 182 [ft/s] y 1123 [ft/s], respectivamente.

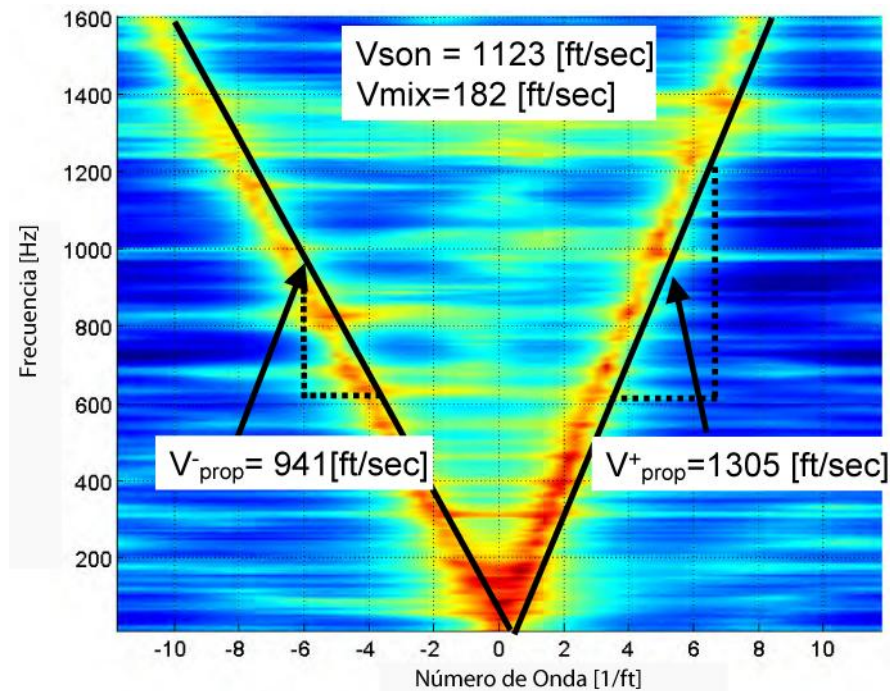


Fig. 4.11 - Gráfica a partir de un medidor de flujo acústico donde se muestran las crestas acústicas para el sonido que viaja en dirección y en contra del flujo del aire en condiciones ambientales.

El comportamiento de un medidor de flujo acústico es mostrado en la Fig. 4.12. Los datos obtenidos coincidían con las estimaciones de flujo y con la tendencia de la posición de la válvula. Sin embargo no se tienen datos de referencia disponibles para determinar la precisión de la medición.

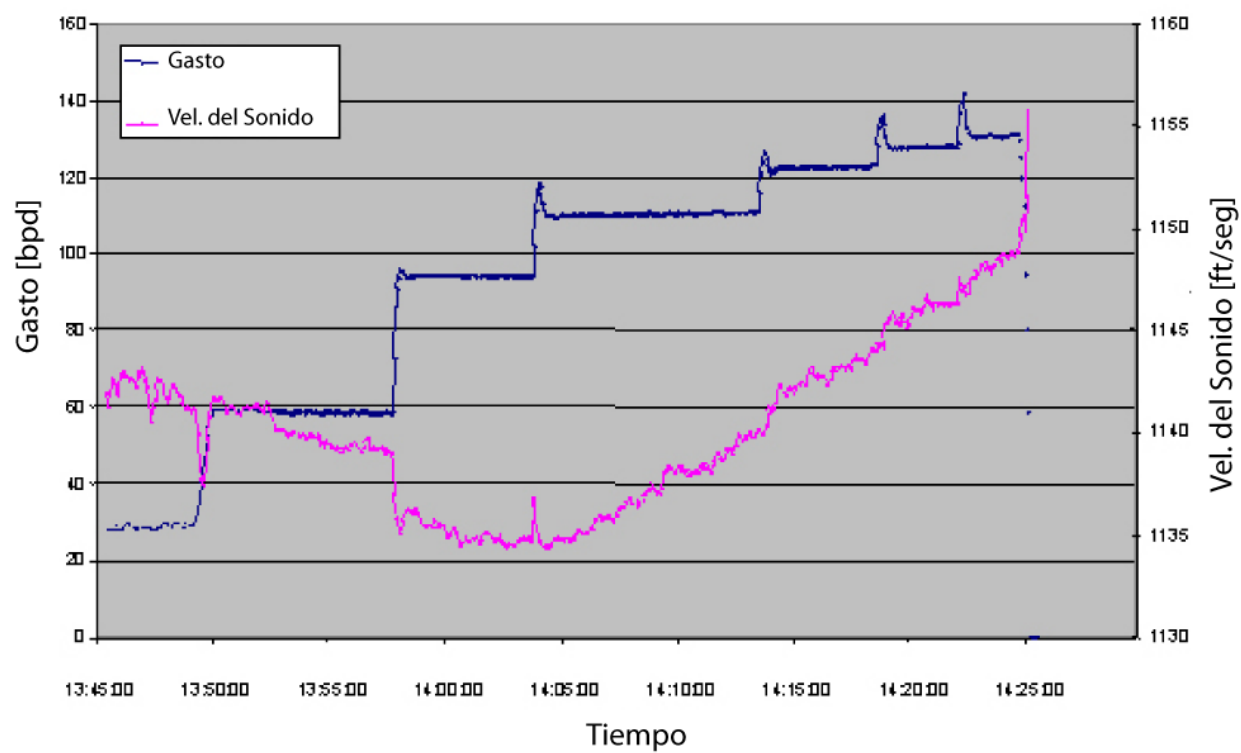


Fig. 4.12 - Gasto volumétrico determinado mediante mediciones acústicas.

Capítulo 5 Tendencias Actuales en Sensores Permanentes de Fondo

Este capítulo da un breve vistazo a algunas de las tendencias actuales de los sensores permanentes de fondo de pozo, así como también se da una visión general de la evolución de los mismos en la primera parte, mientras que se hacen predicciones con respecto a los tipos de sensores que estarán disponibles en un futuro no muy lejano pero no dejando fuera a aquellos sensores que todavía siguen y seguirán siendo relevantes para la industria petrolera durante mucho tiempo. También se discuten las tendencias futuras de la fibra óptica y las correspondientes técnicas de calibración.

5.1 Evolución de los Sensores Permanentes de Fondo

Durante los últimos cincuenta años, los sensores permanentes del fondo del pozo han sido sometidos a varios procesos de evolución, dichos procesos han sido de manera continua donde los factores determinantes que mantienen en existencia ciertas categorías de sensores son la fiabilidad, el bajo costo y la calidad de los datos, principalmente.

Cada nueva tendencia es un intento de explicar los defectos o deficiencias de las generaciones de sensores anteriores. Al principio, los sensores disponibles solo eran simplemente indicadores o medidores en la superficie, hasta que los sensores electrónicos de fondo de pozo fueron inventados, éstos fueron uno de los más grandes avances en el monitoreo de yacimientos los cuales dieron lugar a los sistemas de monitoreo permanente. Los problemas que se tenían con los sensores de fondo eran la presencia de demasiadas partes o componentes que conducían a fallas y daban lugar a la electrónica del fondo. En respuesta a este problema fue que una nueva categoría de sensores se desarrollo, principalmente los sensores no electrónicos. Estos sensores no tenían partes móviles ni tampoco producían electrónica de fondo de pozo.

Entre los sensores no electrónicos, los sensores de fibra óptica son los contendientes más fuertes, los sensores de temperatura distribuida son los más exitosos de todos ellos por que encuentran aplicaciones únicas en el monitoreo de la temperatura. Aunque todavía es demasiado pronto determinar la fiabilidad de la fibra óptica como se comento anteriormente se sigue presentando el problema del Drift en la fibra óptica el cual genera dudas sobre su fiabilidad.

También emergió una categoría ligeramente diferente, los cuales se discutieron en el Capitulo 4, denominados bajo la categoría de Sensores Permanentes de Fondo a partir de la tecnología en herramientas. Estos sensores parecen ser sensores permanentes pero por lo regular son utilizados en herramientas de registro. Tales como los arreglos de electrodos permanentes se enfrentan a un área que aun no ha sido cubierta por otro tipo de sensores, es por eso que esta nueva "especie" es probable que siga siendo relevante en la industria petrolera. Los Arreglos de Electrodos Permanentes encuentran su aplicación en las inyecciones de agua y otros fenómenos similares, como las conificaciones de agua. A diferencia de los otros sensores, que no tratan las deficiencias de las generaciones pasadas, estos se centran en la satisfacción de un nuevo tipo de problema de monitoreo permanente, llamado invasión de agua. Lo que nos lleva a decir que estos sensores son la descendencia de las herramientas de registro de pozos en el lugar de los sensores de cuarzo anteriormente utilizados, no obstante no los sustituyen.

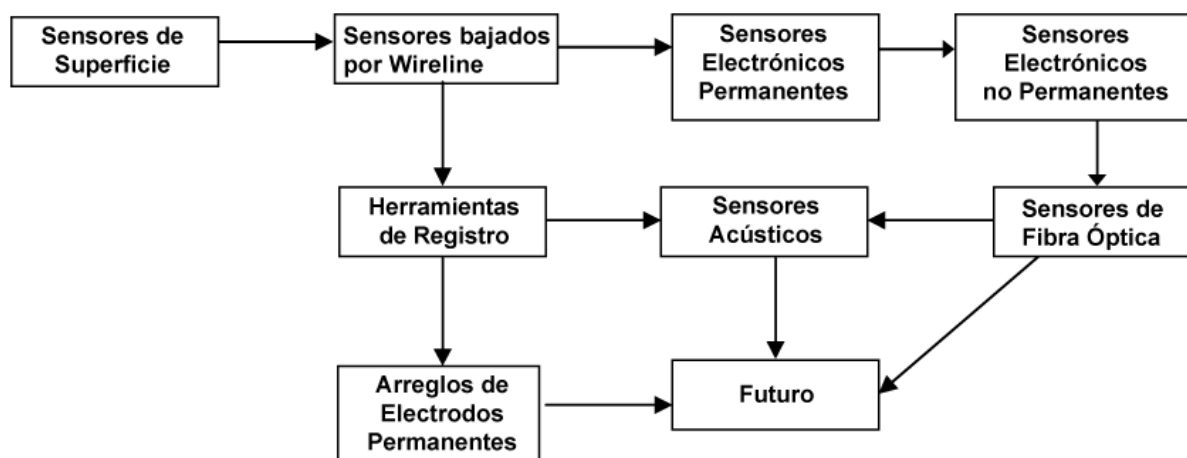


Fig. 5.1 - Evolución de los Sensores Permanentes en la Industria Petrolera en los últimos cincuenta años.

A partir de la Fig. 5.1, puede verse que los Sensores Acústicos son una combinación de la tecnología en herramientas de registro y de Fibra Óptica. Parece que más híbridos tales como estos se verán en un futuro no muy lejano combinando la fiabilidad de un tipo particular de sensor con la alta precisión y resolución de otro, haciendo que este tipo de prácticas sean cada vez más comunes para los nuevos diseños de futuros sensores. Debido a la alta precisión y resolución de los sensores electrónicos de cuarzo, es muy poco probable que esta categoría se elimine por completo, si no que se tendrán disponibles diseños más fiables. Además, la mayoría de los componentes electrónicos necesarios en estos medidores están siendo llevados a la superficie para reducir las fallas ocasionadas por la electrónica del fondo del pozo.

5.2 Técnicas de Calibración Aplicando Redes Neuronales

Los transductores de presión de cuarzo pierden calidad en su rendimiento cuando estos se encuentran a una alta variación de temperatura, esto es debido a la inducción de esfuerzos térmicos dentro del elemento sensor tras la exposición a cambios de altas temperaturas, ocasionando que las lecturas de presión del transductor sean inexactas hasta que una cierta forma de equilibrio térmico se alcance dentro del transductor.

Una forma de corregir este tipo de problema consiste en utilizar la temperatura anterior y la temperatura posterior así como la presión a la entrada y a la salida en una red neuronal. De este modo, las cualidades dependientes del tiempo del oscilador de cuarzo están incluidas en el esquema de calibración. Debido a que los transductores se utilizan en aplicaciones que requieren un grado significativo de precisión en rangos de presión de gran tamaño, estos transductores son diseñados de tal manera que puedan oscilar con una frecuencia altamente dependiente de la presión aplicada externamente. Mientras que esto hace al transductor más preciso y eficaz en ambientes estables de temperatura, la alta variación en la temperatura lleva a los cambios inducidos por tensión a las frecuencias del oscilador, que a su vez llevan a lecturas de presión inexactas debido a que las supuestas frecuencias son por presión inducida. Estas inexactitudes pueden permanecer incluso con técnicas de calibración estándar. Esto dio lugar a la aparición de una nueva técnica de calibración usando redes neuronales dinámicas. Para hacer los ajustes necesarios para las inexactitudes causadas por transiciones térmicas en el transductor, múltiples

entradas que previamente fueron salidas de temperatura y presión, son usadas como entradas a una red neuronal. Este ciclo continúa de modo que las salidas subsecuentes tanto de presión como de temperatura se convierten de nuevo en entradas a la red neuronal.

Anteriormente, las inexactitudes debidas a los efectos térmicos transitorios son atendidas utilizando una función de calibración, esta función de calibración se utilizaba para relacionar la presión y las frecuencias de temperatura con la presión y temperatura real medida por los transductores. Los datos de calibración normalmente se adquieren mediante la exposición del transductor a una serie de temperaturas y presiones, y después se observan los datos de salida. Los datos son adquiridos registrando la presión y las frecuencias de temperatura junto con la presión y temperatura correspondiente. La técnica polinómica popularmente usada consiste en utilizar un polinomio de 3er o 4to grado para ajustar la curva con los datos de calibración empleando una técnica de regresión por mínimos cuadrados. Los polinomios son usados para calcular los valores de presión y temperatura, estos polinomios están en función tanto de presión como de la frecuencia del oscilador. La Fig. 5.2 muestra un diagrama de flujo de una calibración polinómica estándar.

La limitación de este método tradicional de calibración es que se basa en la suposición de una condición de temperatura en un estado estacionario en el momento de que se realiza la medición de presión. Al hacer esta suposición, las respuestas transitorias de la presión del cristal durante los cambios de temperatura no son tomadas en cuenta. La técnica de calibración dinámica aplica una red neuronal pre alimentada no linealmente para convertir datos de frecuencia tanto de temperatura como del oscilador de presión, en unidades medibles de presión y temperatura.

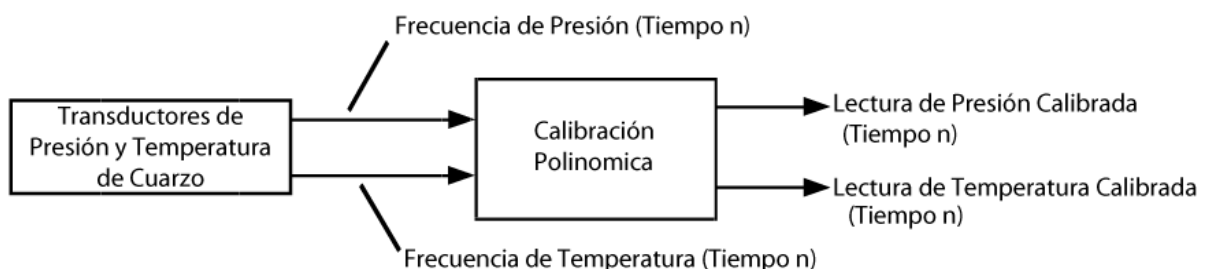


Fig. 5.2 - Calibración Polinómica Estándar para un Transductor de Cuarzo.

La Fig. 5.3 es un diagrama de flujo donde se representa la calibración dinámica de una red neuronal. El índice L en la Fig. 5.3 corresponde al número de mediciones en el futuro mientras que K representa el número de mediciones anteriores utilizadas para estimar la presión actual. La ventana de tiempo que es cubierta por las mediciones de la frecuencia representa el punto estimado en el tiempo en el cual se debe medir la presión. El sistema completo se compone de un sistema no casual en el cual se requiere un retraso en tiempo para el cálculo. Este retraso debe de ser tan largo como el periodo en que los puntos L futuros deben ser registrados. Para adquirir datos en "tiempo real", solo las frecuencias pasadas y presentes de los sensores pueden ser utilizadas para estimar la presión verdadera.

La red neuronal en la Fig. 5.3 consiste de una estructura multicapa pre alimentada que tiene dos capas, la primera de estas capas se compone de 10 neuronas con funciones de activación log-sigmoind, mientras que la segunda capa se compone de una neurona lineal simple. Los valores de entrada pasados y presentes fueron elegidos por ensayo y error. El objetivo de esto es usar el menor número de entradas y contar con una red neuronal lo más simple posible al mismo tiempo que manteniendo un mínimo error en la estimación de la presión.

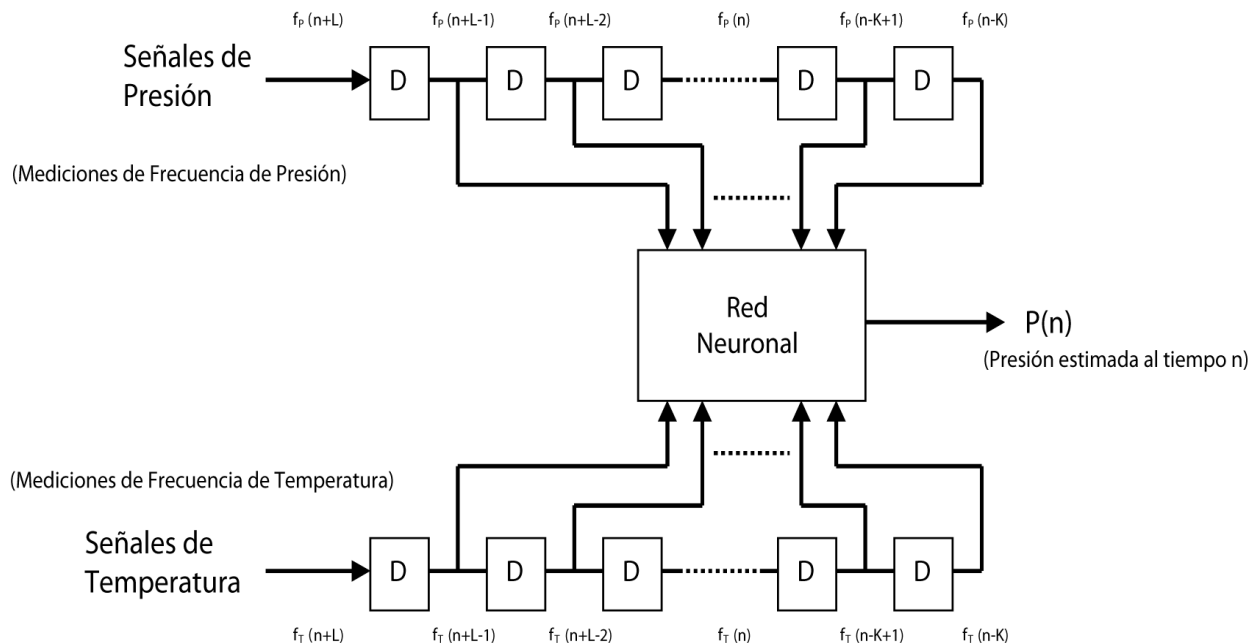


Fig. 5.3 - Calibración de una Red Neuronal Dinámica de Transductor de Cuarzo.

5.3 Tecnologías en Fibra Óptica

La tecnología de fibra óptica es sin duda, una de las principales tendencias en los sistemas de monitoreo permanente de pozos. La tecnología que permite a la fibra óptica el realizar las funciones de sensor como vía de transmisión de datos tiene el potencial de revolucionar la forma con la que los sistemas de monitoreo permanente son diseñados actualmente. Aparte de la evidente ventaja sobre los sensores electrónicos, como lo es la ausencia de la electrónica del fondo del pozo, la instalación a lo largo de la longitud entera de la terminación y el estar libre de cualquier tipo de interferencia eléctrica, la tecnología de la fibra óptica también puede proporcionar una configuración flexible y una mayor sensibilidad.

La fibra óptica es barata, muy delgada y puede ser tan larga como la terminación completa. Estas características permiten que pueda ser utilizada como un elemento de detección y la vía de telemetría. Típicamente, la luz es lanzada desde un extremo de la fibra de modo que las variaciones en la longitud de onda de luz son reflejadas al mismo punto pero convertidas en mediciones de presión, temperatura o vibración. Las fibras ópticas se pueden instalar fácilmente durante la fase de terminación de un pozo o posteriormente en cualquier momento.

5.3.1 Tendencia en las impresiones de las Rejillas de la Fibra de Braggs

La idea principal detrás de la tecnología de la fibra de Bragg requiere separar el revestimiento exterior de la fibra y usando pulsaciones de laser inscribir las rejillas (Fig. 5.4), donde un nuevo proceso de escritura en frio permite que los patrones sean inscritos en el núcleo, eliminando de esta forma, la necesidad de pelar y descubrir la fibra (Fig. 5.5), lo que ayuda a que se preserve la solidez original y la fiabilidad de la fibra virgen y por lo tanto haciéndola más adecuada para ambientes de fondo de pozo de alta temperatura y alta presión. Por supuesto, esta tecnología no ha sido probada por largos periodos en ambientes de fondo de pozo y por lo tanto aun no se puede evaluar adecuadamente la viabilidad de este nuevo tipo de tecnología.

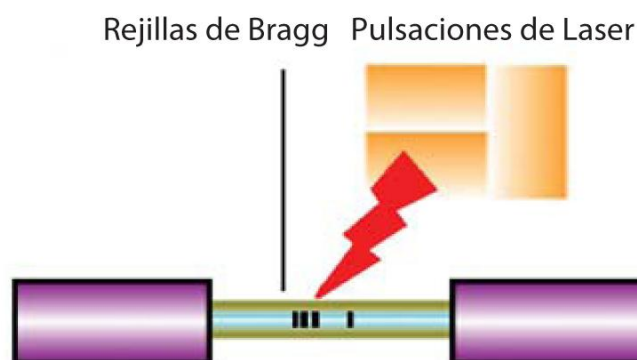


Fig. 5.4 - Método Tradicional usando pulsaciones de Laser para la Inscripción de Rejillas en la Fibra de Bragg.

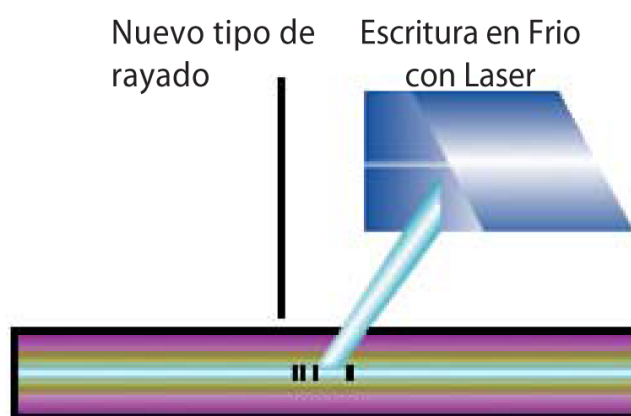


Fig. 5.5 - Nuevo Método de Escritura o Inscripción en Frío.

Aparte de las tendencias mencionadas en este capítulo, existen muchas otras tendencias que están fuera del alcance de esta revisión, pero aun así no son menos importantes. En un futuro cercano, los sistemas de monitoreo permanente del pozo serán establecidos como uno de los componentes básicos y necesarios de la adquisición de datos en tiempo real para el control de la explotación y la supervisión de los yacimientos. Los modelos de los yacimientos serán más avanzados y precisos tanto en su descripción como en la caracterización debido a nuevas tecnologías disponibles.

Conclusiones:

Este trabajo ha analizado los diversos principios y diseños detrás de cuatro familias diferentes de sensores permanentes, éstos son: medidores o sensores mecánicos, sensores electrónicos, sensores de fibra óptica y sensores desarrollados a partir de la tecnología en herramientas, estos últimos son sensores que aparentan ser versiones permanentes de fondo de pozo de herramientas de registro, como los arreglos de electrodos permanentes y los sensores acústicos.

Se hizo un análisis de la manera en que estos sensores funcionan y son utilizados para la adquisición de datos en tiempo real, apoyándome de casos de estudio, los cuales nos ayudan a comprender en gran manera el aporte de estos sensores. Cada caso de estudio dio una visión de cómo los sensores adquieren los datos y como éstos son llevados a superficie posteriormente. Algunos de estos datos sería imposible adquirir mediante el uso de sensores bajados por línea de acero, como comúnmente son tomados los datos. También se estableció que a veces puede ser la única forma de adquisición de datos disponibles debido a la inclinación del pozo, tamaño e incluso ubicación. Cualquiera que sea la razón, los sensores han sido capaces de proporcionar datos precisos fiables, a pesar de tales condiciones de pozo.

De igual forma, también se habla de los problemas con los sensores permanentes de fondo, analizando un estudio de las fallas en los sensores permanentes. Se comentó un estudio de las fallas en los sensores permanentes en el campo de Villa Fortuna ubicado en Italia, así como se comentó a profundidad el problema del Drift en los cables de fibra óptica.

Una parte importante de los sensores electrónicos es que se tienen diseños inadecuados para las aplicaciones de fondo de pozo, así como la presencia de la electrónica del fondo de pozo la cual es responsable de solo el 20% de las fallas, mientras que los problemas con los cables representan más del 40%.

Por otro lado, considerando el cable de la fibra óptica, se requieren técnicas eficaces de revestimiento esto para evitar el Drift y así poder mejorar la exactitud de la fibra. La causa del Drift

en la fibra óptica fue discutida además de destacar los tipos de recubrimiento disponibles en la industria hoy en día.

En conclusión, los diferentes tipos de sensores permanentes disponibles en la actualidad seguirán teniendo una gran aplicación en la forma de monitorear los yacimientos y su producción. Sin embargo, los métodos tradicionales como el uso de sensores de superficie o bajados por línea de acero no pueden ser completamente eliminados, ya que estos métodos tradicionales siempre servirán como un control de calidad para los sensores modernos. Los sensores de Cuarzo siguen siendo conocidos por tener buena resolución y precisión, a pesar de los problemas derivados por la electrónica del fondo del pozo. Por lo tanto, los sensores de cuarzo todavía seguirán en la industria durante un largo tiempo. De tal manera que se tienen que hacer más investigaciones no solo en la eliminación de la electrónica del fondo del pozo, donde los sensores de cuarzo tienen su punto débil, sino también en mejorar las partes móviles que conducen a fallas, tales como cables y conectores.

Los Sensores de Temperatura Distribuida son únicos en su aplicación y mejoran en gran medida las técnicas de supervisión de yacimiento. Sin embargo, todavía es demasiado pronto para evaluar su fiabilidad. El conjunto de arreglos permanentes también es único en sus aplicaciones en las inyecciones o invasiones de agua, demostrando ser útiles. La fiabilidad de las conexiones eléctricas en la matriz de electrodos permanentes es cuestionable, ya que parece estar repitiendo los errores de su contraparte electrónica, ya que las conexiones eléctricas de fondo de pozo no son fiables.

Una gran cantidad de investigaciones se han hecho en la tecnología de sensores permanentes, además, se han realizado estudios en el área de técnicas de interpretación y métodos de caracterización del yacimiento. Se necesitaría de un gran trabajo para hacer que los sensores permanentes de fondo del pozo sustituyan totalmente a los métodos convencionales de monitoreo de yacimientos. Por otro lado, los sensores permanentes de fondo del pozo en la industria petrolera actual son eficaces para la mejora de los métodos de producción proporcionando control, medios más baratos y automatizados del monitoreo de los yacimientos.

Bibliografía

1. Vijayaragavan, N., "Physics of Failure Based Reliability Assessment of Printed Boards used in Permanent Downhole Monitoring Sensor Gauges." M.Sc. Thesis, University of Maryland, Mayo 1990.
2. Stuart McAleese, "Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing", Ed. Elsevier, 2006.
3. Moffat, T., Craig, D., "Innovative Real-Time Well-Monitoring Systems (ESP Applications)." SPE Production and Facilities, Agosto 2001.
4. Olivier Houzé, Viturat Didier and Fjaere, Ole S., "Dynamic Flow Analysis, The Theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis & The Use of data from Permanent Downhole Gauges ", KAPPA Inc., Octubre 2008.
5. Olivier Houzé, Viturat Didier and Fjaere, Ole S., et al. "Dynamic Data Analysis, The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data ", KAPPA Inc., 2011.
6. Schultz, R. L. Chen, D. "Dynamic Neural Network Calibration of Quartz Pressure Transducers." Paper SPE 84381, Octubre 2003.
7. Schlumberger, "Introduction to Well Testing", Schlumberger Wireline & Testing, Marzo 1998.
8. Hollander, B. R., "TRANSACTIONS in Measurement and Control", Volume 3, Force Related Measurements. Technical Reference Series por Omega (www.omega.com), Octubre 1996.
9. Ward R. W., and Wiggins R. B., "Quartz Pressure Transducer Technologies." Documento técnico descargado de la página de Quartzdyne Inc. (www.quartzdyne.com).
10. Kuster Company, "Instructions, Operations, Maintenance Drawings and Parts List K-2 and K-3 Gauges", Kuster Company Subsurface Instruments, 1989.
11. Putman, W., Knapp B., "Input/Data Acquisition System Design for Human Computer Interfacing." CCRMA Course 252. Stanford University, Octubre 1992.
12. Filac-Bowen, T. R., Kim, G. H., and Shkel Y. M., "A Novel Sensor Technology for Shear and Normal Strain Detection with Generalized Electrostriction." IEEE Sensors Conference, Orlando Florida, Junio 2002.
13. Eernisse, E.P., and Wiggins, R. B., "Review of Thickness-Shear Mode Quartz Resonator Sensors for Clayton, L. D., and Eernisse, E. P. "Quartz Thickness-Shear Mode Pressure Sensor Design for Enhanced Sensitivity." IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics and Frequency Control, Volume 45, NO. 5, Septiembre 1998.
14. Eernisse, E.P., Ward R. W. and Wiggins, R. B., "Survey of Quartz Bulk Resonator Sensor Technologies." IEEE Transactions on Ultrasonics, Ferroelectrics, and Frequency Control. Vol. 35, No.3, Mayo 1988.
15. Houston, M., and Paros, J.M., "High Accuraccy Pressure and Instrumentation for Underwater applications", IEEE Proceedings of the 1998 International Symposium on Underwater Technology, Abril 1988.
16. Albert, W.C. "Vibrating Quart Crystal Beam Accelerometer." ISA 28th International Frequency and Control Symposium Vol. 28, No. 1, 1982.

17. Baker, A., Jeffery, J., Thomas, A., and Unneland T., "Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir Dynamics." *Oilfield Review*, Diciembre 1995.
18. Tibold, M.P., Simonian, S., Chawla, M., and Akbar, M., "Well testing with a Permanent Monitoring System." Paper SPE 63079, Octubre 2000.
19. Unneland, T., Haugland, T., "Permanent Downhole Gauges used in Reservoir Management of Complex North Sea Oil Fields" SPE 26781, SPE Production and Facilities, Agosto 1994.
20. Botto, G., and De Ghetto, G., "Using Downhole Pressure Gauges in Hostile Deep Wells, Villafortuna-Trecate Field." Octubre 1993.
21. Chiriti, K., Moffatt, T.G., and Bussiere. C., "Permanent Downhole Monitoring for Extreme Temperature and Pressure Environments." Paper SPE 71593, Octubre 2001.
22. May, R. G., Wang, A., Xiao, H., and Deng, J. "Ruggedized Optical Fiber Sensor for Downhole monitoring." Junio 1999.
23. Zhao, Y., Liao, Y., and Lai. S. "Simultaneous Measurement of Downhole High Pressure and Temperature with a Bulk-Modulus and FGB Sensor." *IEEE Photonics Technology Letters*, Vol.14, No.4., Noviembre 2002.
24. Jadesola Omotosho, R., "Permanent Downhole Sensors In Today's Petroleum Industry", M.Sc. Thesis, University of Texas at Austin, Agosto 2004.
25. Da Prat, Giovanni., "Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión", Giovanni Da Prat Well Test Engineering, 2006.
26. Kragas, T. k., Bostick F. X., Meyeu, C., Gysling, D. L., and Speck. A., "Downhole Fiber Optic Multiphase Flow meter: Design, Operating Principle and Testing." Paper SPE 77655, Septiembre 2002.
27. Kragas, T.K., Williams, B. A., and Meyers, G. A., "The Optic Oil Field: Deployment and Application of Permanent In-Well Fiber Optic Sensing Systems for Production and Reservoir Monitoring." Paper SPE 71529, Octubre 2001.
28. Kragas, T.K., Meyers, G.A., Purdy, G. E., Dria, D. E., and Rambow, F. H., "Downhole Fiber-Optic Multi-Phase Flow-Meter: Field Installation." Paper SPE 77654, Octubre 2002.
29. SPE Foundation, N. Horne, Roland. "Listening to the Reservoir Interpreting Data from Permanent Downhole Gauges", SPE Distinguished Lecture Program, 2009.
30. Schlumberger, "Reservoir Surveillance." *Sensa, a Schlumberger Company*, Schlumberger Information Manual, 2003.
31. Henning Hansen, Ziebel, "Evolution of Downhole Permanent Monitoring", SPE Stavanger Section, Marzo 2007.
32. Schlumberger, "SENSA Fiber Optic Monitoring Systems, "An Overview of Distributed Temperature Sensing" Schlumberger Information Manual, 2002.
33. Sánchez Elizarrás Alejandro, Gutiérrez Murillo Guillermo, Lozada Miguel Ángel y Morales Vega Abel, , Artículo del CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México), "Aplicación de Fibra Óptica en Perfiles de Producción", Febrero 2005.
34. Rassenfoss, Stephen. "Fiber Optic Sensign, Learning How It Really Feels Downhole", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 64, No. 3, Marzo 2012.
35. Woodrow, C. K., and Drummond, E., "Heat Seeking Laser Sheds Light on Tern" Paper SPE/IADC 67729 Presented at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Netherlands, Marzo 2001.
36. Kluth, E.L.E., Varnham, M. P., Clowes, J.R., Kutlik, R. L., Crawley, C. M., and Heming. R. M. "Advanced Sensor Infrastructure for Real-Time Reservoir Monitoring." Paper SPE 65152, Octubre 2000.

- 37.** Clowes, J., Edwards, J., Grudinin, I., Kluth, E.L.E., Varnham, M.P., Zervas, M.N., Crawley, C.M., and Kutlik, R.L., "Low Drift Fiber Optic Pressure Sensor for Oil-Field Downhole Monitoring." IEEE Electronics Letters, Volume 35, NO. 11., Mayo 1999.
- 38.** Torres-Verdin, C., Fang, S., Druskin, V., Bryant, I.D., and Karakas, M., "Method for Sensing and Estimating the Shape and Location of Oil-Water Interfaces in a Well." Schlumberger Technology Corporation. United States Patent #5767680, Junio 1998.
- 39.** Van Kleef, R., Hakvoort, R., Al-Khodhori, S., Boom, W., DeBruin, C., Babour, K., Chouzenoux, C., Delhomme, J.R., Mannin, I., Pohl, D., Bushan, V., Rioufol, E., Charara, M., and Harb, R., "Water Flood Monitoring in an Oman Carbonate Reservoir Using a Downhole Electrode Array", Paper SPE 68078, Marzo 2001.
- 40.** Gysling, D.L., "Clamp-On Sonar-Based, Flowrate and Composition Measurement." ISA Expo 2003 Technical Conference, Houston Texas, Octubre 2003.
- 41.** Anderson, J. "Fiber Optic Technologies Bring Game Changing Potentials to Oil and Gas Operations." The American Oil and Gas Reporter, Enero 2003.