



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aspectos prácticos y funcionamiento de
las sondas de presión temperatura**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Fortino Bautista Arce

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimiento

Investigación realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos para Innovación y Mejoramiento de la Enseñanza (PAPIME) de la UNAM PE112018, **“Adecuación y restauración de medidores de presión de fondo en pozos, para apoyar la enseñanza en la formación de ingenieros petroleros”**, a cargo del Ing. Israel Castro Herrera.

Dedicatoria

A mi madre y mis hermanas, gracias por su eterna paciencia e incondicional amor.

A todos mis amigos, por las historias, las risas, lo bueno y lo malo.

A mis profesores, por el conocimiento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por cambiar mi vida.

“Lo que haces marca una diferencia, y tienes que decidir qué tipo de diferencia quieres marcar”

- Jane Goodall

Índice

Objetivo	7
I. Consideraciones que se deben tener antes y durante la toma de un registro	8
I.1 Registros de agujero descubierto	8
I.1.1 Registro de potencial espontáneo (SP)	8
I.1.2 Registro de resistividad.....	9
I.1.3 Registro de rayos gamma	10
I.1.4 Registro de neutrón.....	10
I.1.4.1.1 Registro de captura de neutrones pulsados (PNC) ..	11
I.1.5 Registro de inducción	12
I.1.5.1 Registro de inducción laterolog.....	13
I.1.5.2 Registro de inducción doble laterolog.....	14
I.1.5.3 Registro de inducción esférico enfocado	15
I.1.5.4 Registro de inducción microesférico enfocado	15
I.1.6 Registro sónico.....	15
I.1.7 Registro de densidad	17
I.2 Registros en agujero entubado	18
I.2.1 Localizador de coples en la tubería de revestimiento (CCL) ...	19
I.2.2 Registro C/O	19
I.3 Registros de producción.....	20
I.3.1 Registro de velocidad de flujo	21
I.3.2 Registros de presión.....	22
I.3.3 Registros de temperatura	23
I.3.4 Registros de densidad.....	23
II.- Control de calidad, validación y análisis rápido del registro de presión de fondo (RPF y RPF)	24
II.1 Parámetros estáticos	24

II.1.1. Resolución.....	24
II.1.2. Exactitud	27
II.1.3 Sensibilidad	29
II.1.4 Estabilidad.....	29
II.2 Parámetros dinámicos	29
II.2.1 Respuesta transitoria durante los cambios de temperatura....	29
II.2.2 Respuesta transitoria durante los cambios de presión	29
II.2.3 Respuesta dinámica durante un sobre salto de presión y temperatura	30
II.2.4 Corrección dinámica de la temperatura en la medición de presión.....	30
II.3 Toma de registros de presión de fondo fluyendo y cerrado.....	30
II.3.1 Registros de presión de fondo fluyendo	30
II.3.1.1 Control de calidad y validación de los RPF	32
II.3.2 Registro de presión de fondo cerrado	34
II.3.2.1 Control de calidad y validación de los RPFC	36
II.3.3 Análisis rápido de los RPF	39
II.3.3.1 Análisis rápido de los RPF	39
II.3.3.2 Análisis rápido de los RPFC	41
II.3.3.3 Análisis conjunto	43
III. Problemas típicos en el diseño, supervisión y análisis de un registro.....	48
III.1 Almacenamiento del pozo	48
III.2 Segregación de los fluidos.....	50
III.3 Pozos horizontales	51
III.4 Yacimientos de baja permeabilidad	52
III.5 Manejo de las estaciones	52
IV. Funcionamiento físico de las sondas de presión temperatura.....	54
IV.1 Método de transmisión	54
IV.1.1 Método de wireline.....	54
IV.1.2 Método por memoria (<i>Slickline</i>)	55
IV.2 Principio de funcionamiento	56

IV.2.1	Sondas con transductores mecánicos.....	56
IV.2.2	Sondas con transductores de deformación.....	58
IV.2.3	Sondas con transductores de capacitancia.....	60
IV.2.4	Sondas con transductores de cuarzo	61
IV.2.5	Sondas con transductores de zafiro	66
IV.2.6	Sondas con nuevas tecnologías.....	67
IV.2.6.1	Sondas con sensores FBG.....	67
IV.2.6.2	Sondas con transmisión acústica	68
IV.3	Elección de la sonda.....	71
IV.4	Reporte de operaciones	73
Conclusiones		76
Bibliografía		77

Objetivo

Mostrar la importancia del uso de las sondas de presión-temperatura, mostrando su uso en los registros de presión de fondo cerrado y fluyendo, a su vez explicando el funcionamiento de ambos registros, las consideraciones que deben de tomarse, el análisis que se debe realizar y los resultados que se pueden obtener.

También se mostrarán los distintos tipos de sondas que existen con su respectivo funcionamiento, ventajas y desventajas.

I. Consideraciones que se deben tener antes y durante la toma de un registro

Existen diferentes tipos de registros, cada uno con un principio de operación, funcionamiento de la herramienta y objetivo distintos. Estos pueden ser clasificados principalmente en:

- Registros de agujero descubierto.
- Registros en agujero entubado.

Aunque algunos se pueden aplicar en ambos estados, esta clasificación nos facilitará poder identificar cada uno debido a su principio básico, funcionamiento de herramientas y propiedades a identificar, tales como: porosidad, densidad, potencial espontáneo, tipo de roca, resistividad, conductividad, saturaciones, etc.

I.1 Registros de agujero descubierto

Estos registros se adquieren durante la fase de exploración y evaluación. Cada uno se puede elegir para distintos fines, ya sea la identificación de litologías, porosidades, saturaciones y permeabilidades; estos elementos nos podrán determinar zonas de interés y con ello poder facilitar la caracterización del yacimiento. Es muy importante tener en cuenta que los registros son mediciones indirectas de diferentes propiedades, muchos factores pueden influenciar éstas, por ende, deberemos realizar correcciones y validaciones para obtener los datos que nos serán útiles.

Los registros pueden realizarse continuamente en los pozos para poder vigilar el comportamiento de las propiedades mencionadas con anterioridad.

I.1.1 Registro de potencial espontáneo (SP)

Para obtener la curva de SP se debe medir la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo móvil en el agujero del pozo y uno en la superficie, esto generará una curva de potencial eléctrico contra profundidad (**Fig. I.1.1.1**). Cuantitativamente se obtiene la resistividad del agua de formación (R_w) y el índice de volumen de lutitas, por lo tanto, dicho registro nos permite la identificación de zonas permeables y también poder correlacionar los pozos mediante las diferentes facies encontradas. Para poder determinar las zonas permeables, se debe identificar la línea base de lutitas.

Cabe aclarar que el registro SP solo funciona en formaciones perforadas con lodos base agua.

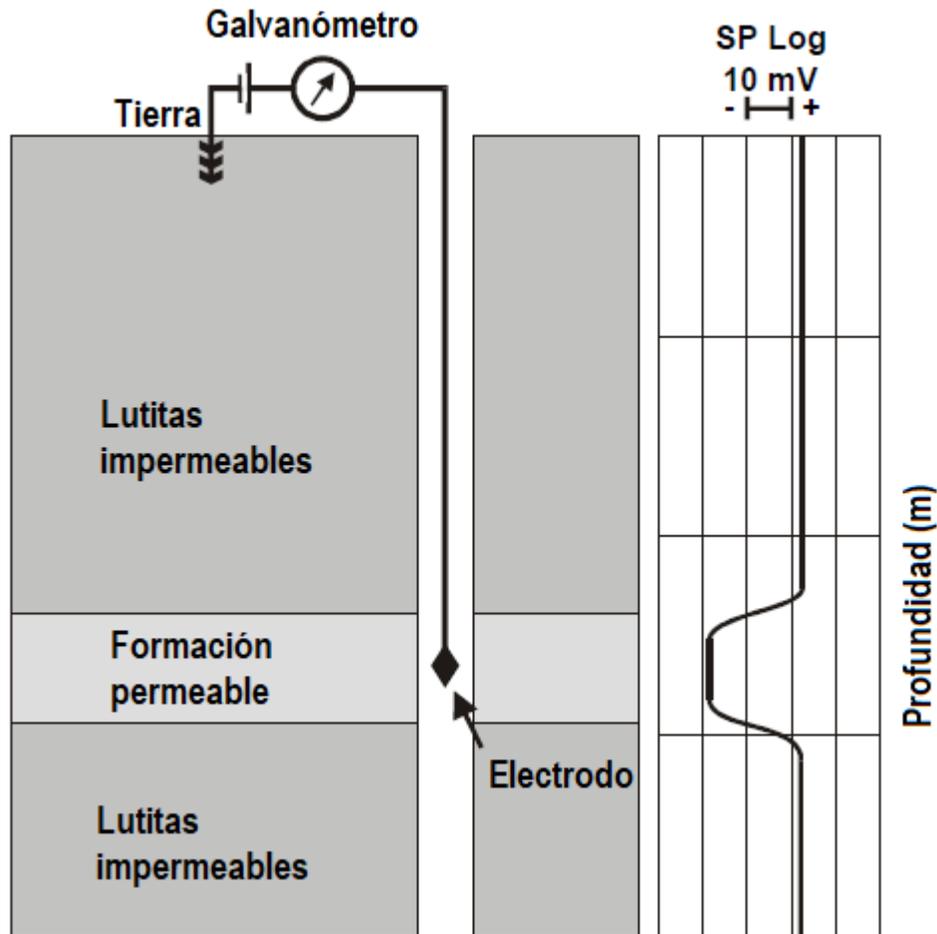


Fig. I.1.1.1 Gráfica de registro de potencial espontáneo, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

I.1.2 Registro de resistividad

Este registro medirá la resistividad de los elementos de la formación, principalmente la del agua de formación, dicha resistividad puede variar de 0.2 a 1,000 ohm – m. Las formas en que se puede medir dicha propiedad pueden ser mediante la aplicación de una corriente directa a la formación o bien, induciendo una corriente en la formación; si es el caso en que se aplicó una corriente directa a la formación, ésta será medida a una cierta distancia, por otro lado, si se induce una corriente, se medirá la conductividad de la formación y se invertirá para calcular la resistividad.

Dependiendo de la información que se desea las profundidades de investigación pueden ser: cercana, intermedia o profunda; cada una se consigue con una herramienta específica y tiene una finalidad diferente.

Este registro es uno de los más funcionales para identificar zonas con una buena saturación de hidrocarburos debido a la baja conductividad de ellos, a diferencia del agua de formación.

I.1.3 Registro de rayos gamma

Los registros de rayos gamma aprovechan la radioactividad natural de la formación, debido a los diferentes elementos en las rocas, tales como el uranio, torio y potasio; se han desarrollado diferentes herramientas para identificar los rayos gamma emitidos por estos elementos y con ello, interpretar la litología de la formación.

Debido a que dichos elementos se hacen presentes primordialmente en lutitas, las mediciones en éstas serán mayor que en las arenas, en las cuales la respuesta de rayos gamma es baja.

Este registro se aplica generalmente con otras herramientas, para medir diferentes propiedades de la formación y con ello poder caracterizarla mejor. Además de la caracterización de litologías el registro de rayos gamma nos puede apoyar como curva de correlación en operaciones de terminación y reparación.

Los registros de rayos gamma para agujeros entubados nos permitirán realizar una correlación con los datos de los registros tomados en agujero descubierto, por lo tanto, también nos permite la identificación de la litología de la formación, así como de zonas permeables y no permeables. Debido a que la interferencia del acero de la tubería y del cemento, se deben realizar correcciones.

I.1.4 Registro de neutrón

El registro de neutrón es un registro de densidad, basa su funcionamiento en la respuesta de la formación con los neutrones rápidos emitidos por una fuente en la herramienta de registro, esta respuesta corresponde al contenido de hidrógeno en la formación. Los principales elementos de la formación que responden a este registro son el agua en la formación y los hidrocarburos.

Dicho registro se ve afectado principalmente por la presencia de arcillas y de gas, las arcillas contienen altas cantidades de hidrógeno, por ello la respuesta se ve alterada, mientras que en las

zonas de gas se posee una baja cantidad de hidrógeno, de modo que éstas exhiben una porosidad aparente muy baja.

El registro de neutrón en agujero entubado puede identificar la porosidad de la formación, detectar zonas de gas y funciona para realizar correlaciones con registros corridos en agujero descubierto.

I.1.4.1.1 Registro de captura de neutrones pulsados (PNC)

Este registro es de suma importancia debido a la cantidad de información que se puede recabar, además de que se puede realizar en agujero descubierto o entubado. Las herramientas usadas en estos registros emiten pulsos de neutrones de alta energía, éstos bombardean a la formación y la respuesta detectada por los sensores ayuda a determinar las saturaciones, porosidad, identificación de lutitas y de minerales en la formación.

Los datos obtenidos se pueden comparar con los resultados de otros registros para poder determinar la saturación de aceite o bien, los cambios en las saturaciones debido a la producción de aceite.

El registro de captura de neutrones pulsados funciona de mejor forma en formaciones con una salinidad mayor a las 50,000 ppm, su profundidad de investigación ronda entre 10 y 20 pulgadas.

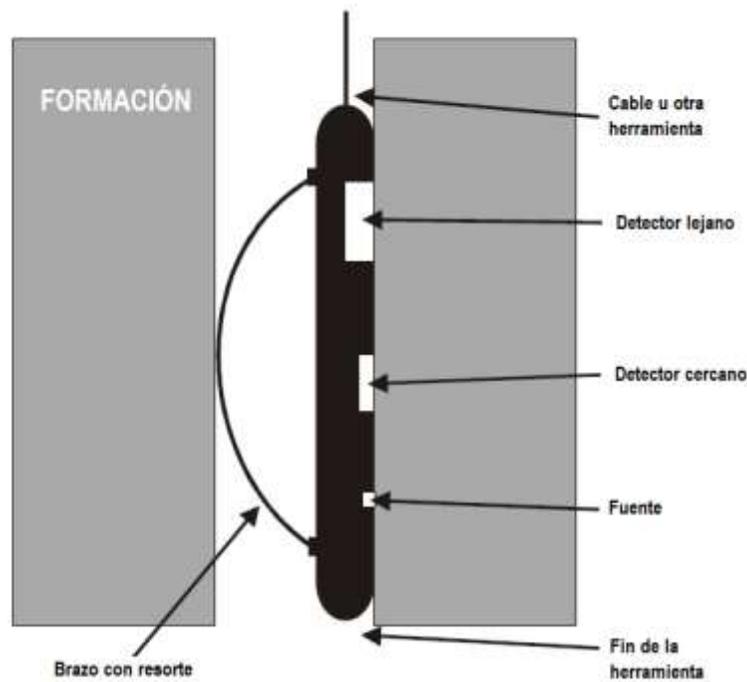


Fig. I.1.4.1 Herramienta de registro CNL, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

La Fig. I.1.4.1.1 muestra una herramienta para la toma de registros de neutrón compensado, está compuesta por una fuente que emite los neutrones que reaccionarán con la formación, las respuestas de ésta serán recibidas por los detectores lejano y cercano.

Como ya se mencionó los registros de neutrón captan la respuesta de la formación a la cantidad de hidrógeno de la formación, a diferencia de los registros PNC, se usa una fuente que emite neutrones térmicos.

I.1.5 Registro de inducción

Los registros de inducción, a diferencia de los registros de resistividad, miden la conductividad de las rocas de la formación gracias a los principios electromagnéticos. Estos registros son ampliamente útiles, debido a que funcionan en perforaciones con lodos base agua y aceite, así mismo nos ayudan a interpretar formaciones con diámetros grandes de invasión.

En la Fig. I.1.5.1 se muestra una configuración normal para estos registros, sus elementos principales son: el generador, los electrodos y el galvanómetro que se encargan de medir la corriente eléctrica captada por los electrodos.

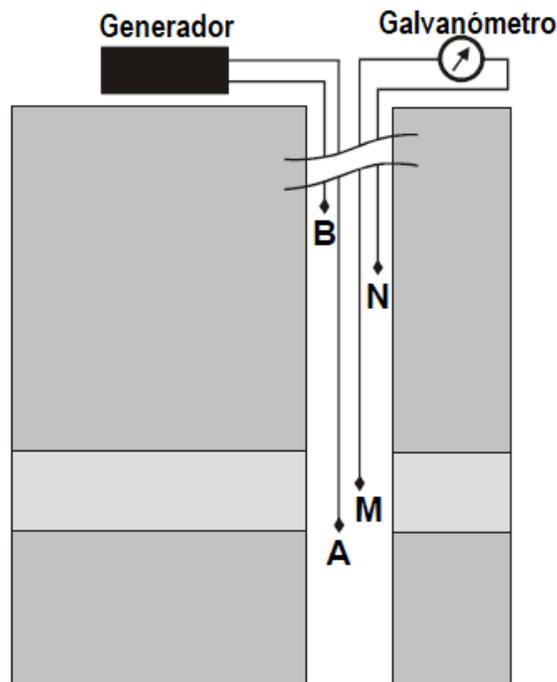


Fig. I.1.5.1 Configuración del arreglo normal para los registros inductivos, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

En este arreglo una corriente constante es transmitida del electrodo A al B o viceversa y el potencial se mide entre los electrodos M y N. Los electrodos B y N se mantienen a una distancia larga de los electrodos A y M para así proporcionar diferentes puntos de referencia para el intercambio de corriente y la medida de potencial.

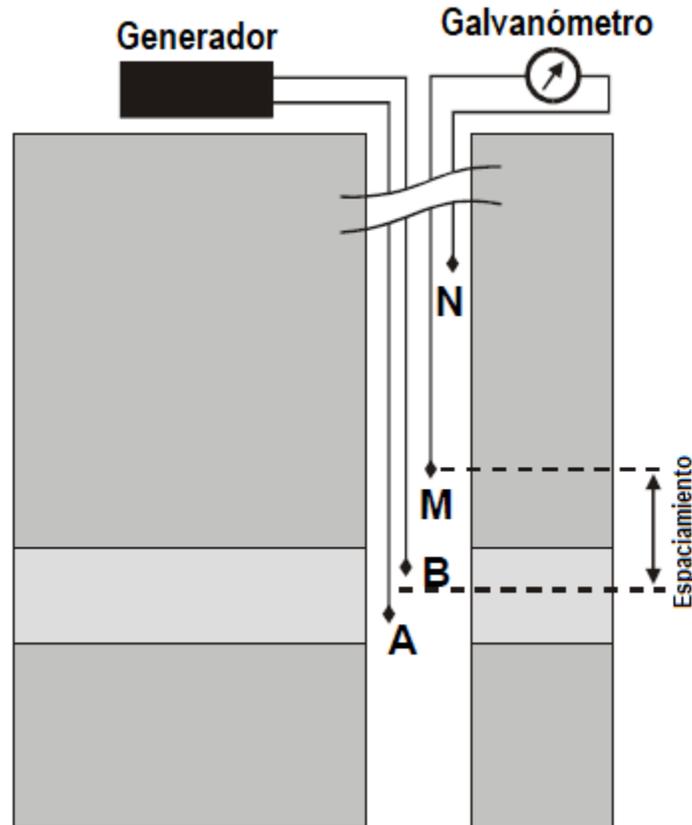


Fig. I.1.5.2 Configuración estándar lateral, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

Otro arreglo es posible cuando los electrodos A y B son colocados más cercanos con respecto a la distancia entre el A y el M, ésta se llama configuración lateral (Fig. I.1.5.2). Los registros de inducción se pueden clasificar debido a su herramienta como se muestra a continuación.

I.1.5.1 Registro de inducción laterolog

Esta herramienta puede operar con dos sistemas, uno que cuenta con tres electrodos (LL3) y otro que opera con arreglos de 7 o 9 electrodos (LL7 y LL8, respectivamente). Las herramientas LL3 y LL7 se utilizan para radios de investigación profunda, mientras que el LL8 se usa para investigación somera.

La ventaja del uso del este registro es la eficiencia en formaciones con lodos de alta salinidad, además son de suma utilidad en casos donde no se cuenta con mucha información debido a que nos permiten la identificación de zonas saturadas con agua o con hidrocarburos.

I.1.5.2 Registro de inducción doble laterolog

La herramienta doble laterolog se desarrolló para eliminar problemas y defectos que se tenían al utilizar las herramientas LL3 y LL7, gracias a ello, ésta tiene una mayor profundidad de lectura además de que incluye una herramienta que proporciona una lectura de la zona somera. Básicamente está compuesta por una herramienta de laterolog profundo (LLd) y una de laterolog somero (LLs).

En esta herramienta el voltaje emitido y la corriente se pueden variar, dicha acción nos permitirá obtener un rango de mediciones. Sus aplicaciones principales son: la detección de los perfiles de invasión, la correlación de litologías y la detección de zonas con hidrocarburos.

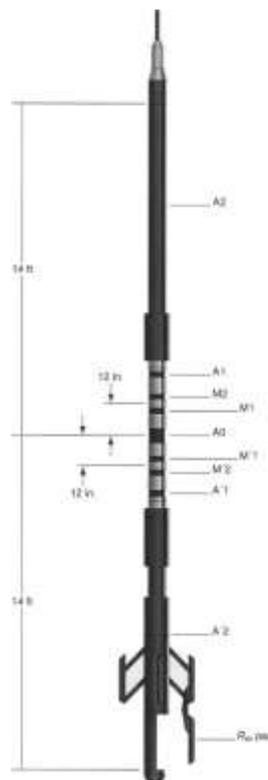


Fig. I.1.5.2.1 Esquema de una herramienta de doble laterolog, (*Reservoir Surveillance, J. Kikani*).

La **Fig. I.1.5.2.1** muestra un esquema de la herramienta utilizada en los registros doble laterolog, se compone de un LLd y un LLs, que funcionan con los mismos electrodos, pero usan diferentes corrientes para las distintas profundidades de investigación. La corriente se emite por medio del electrodo central A0, la cual será captada por un electrodo en la superficie. De los electrodos A1 y A2 (A1' y A2') emiten corrientes enfocadas, una para poder ser captada por el LLd y una por el LLs. Las corrientes enfocadas se ajustan para que los electrodos M1 y M2 (M1' y M2') permanezcan con el mismo potencial.

I.1.5.3 Registro de inducción esférico enfocado

Este dispositivo mide la resistividad de la formación cercana del agujero, con esto se puede analizar los efectos de la invasión de lodo sobre las mediciones más profundas.

La ventaja de usar esta herramienta es que los efectos de las condiciones del agujero sobre su respuesta son mínimos.

I.1.5.4 Registro de inducción microesférico enfocado

Es una herramienta con un funcionamiento similar al esférico enfocado, la diferencia reside en la profundidad de investigación. Dicha herramienta nos puede ayudar a determinar el espesor del enjarre en la formación, además de delimitar intervalos permeables con mayor exactitud.

Gracias a las diferentes profundidades de investigación que nos proporcionan estas herramientas, pueden combinarse para obtener una mejor lectura de las propiedades de la formación.

I.1.6 Registro sónico

La herramienta utilizada en estos registros está compuesta de dos transmisores de ondas acústicas, uno en la parte superior y otro en la parte inferior, entre estos transmisores se encuentran cuatro receptores. El registro sónico mide la respuesta de la formación a la onda acústica, a esto se le llama *tiempo de tránsito*.

El uso del sistema de compensación sónico tiene como finalidad corregir las desviaciones de la curva obtenida de la interacción entre cavernas y las ondas sónicas de la herramienta.

En estos registros los efectos causados por las condiciones del agujero pueden ser despreciables, siempre y cuando la herramienta se mantenga paralela a la pared del pozo.

El *tiempo de transito* es el recíproco de la velocidad de la onda sónica y esto nos ayuda a determinar diferentes características de la formación en la que se está trabajando, tales como:

- Porosidad de la formación.
- Identificación de la litología presente.
- Determinación de los diferentes estratos.
- Reconocimiento de las facies.
- Reconocer fracturas en la formación.

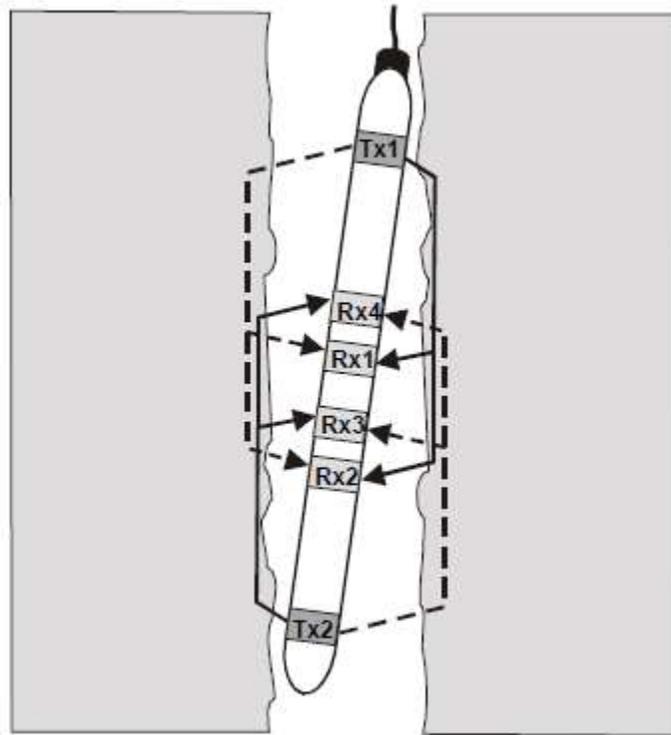


Fig. I.6.1 Configuración de la herramienta de registro sónico, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

En la **Fig. I.6.1** se muestran los dos emisores de ondas en los extremos representados por Tx1 y Tx2, mientras que los cuatro receptores se identifican como Rx1, Rx2, Rx3 y Rx4.

Otra herramienta usada en los registros sínicos es la sónica de largo espaciamiento (LSS), ésta permite mejores mediciones para las formaciones que se han visto afectadas en los procesos de perforación, en la imagen **Fig. I.6.2** se muestra el esquema de la herramienta, donde los emisores se encuentran la parte inferior, teniendo los receptores en la parte superior.

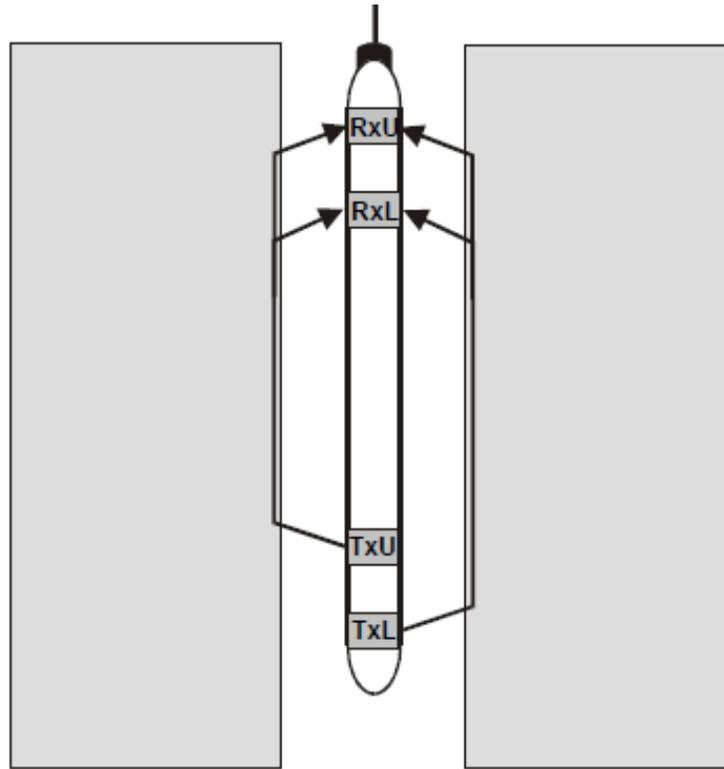


Fig. I.6.2 Herramienta sónica de largo espaciamiento, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

I.1.7 Registro de densidad

El registro de densidad se encarga de medir la densidad aparente de la formación, con ello obtenemos la porosidad de la formación. La herramienta de registros de densidad hace uso de los rayos gamma, éstos colisionan con los átomos presentes en la roca, los rayos gamma son emitidos de la parte inferior de la herramienta, el número de rayos gamma que sean captados por el receptor que se encuentra en la parte superior de la herramienta serán inversamente proporcionales a la densidad de electrones de la roca, que a su vez es proporcional a la densidad de la roca, además del detector en la parte superior, también se cuenta con otro a una menor distancia de la fuente, los datos recolectados por éste se usan para corregir los efectos de la pared del pozo.

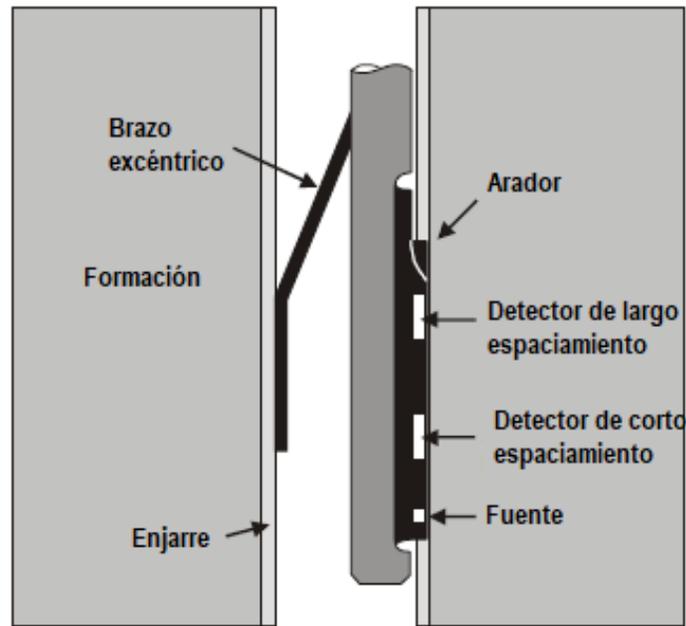


Fig. I.7.1 Herramienta de registro de densidad, (*Petrophysics MSc Course Notes, P. Glover*).

La Fig. I.7.1 muestra la configuración de una herramienta de registro de densidad, contando con la fuente emisora y ambos detectores, la herramienta se pega a la formación gracias al brazo excéntrico.

La profundidad de investigación de estos registros disminuirá a medida que la densidad de la roca aumenta, pero generalmente no llega a exceder los 6 pies. Los principales problemas que pueden afectar la respuesta de este registro son las variaciones en el diámetro del pozo y las diferencias en la densidad del lodo de perforación.

I.2 Registros en agujero entubado

Los registros mencionados con anterioridad se realizan durante el proceso de exploración y durante la perforación de los pozos, pero además de ellos, también se pueden realizar diferentes registros cuando ya se cuenta con la tubería de revestimiento cementada en el pozo, así como sus similares en agujero descubierto, cada uno tiene un principio y finalidad distinta. A continuación, se explicarán los más usados.

I.2.1 Localizador de coples en la tubería de revestimiento (CCL)

Este es un registro primario de profundidad, puede combinarse con los registros de rayos gamma para mantener un control adecuado de la profundidad de los pozos. El CCL es una herramienta que puede ser usada con la mayoría de las cadenas de registros para agujeros entubados.

La desventaja de esta herramienta es que los datos adquiridos se guardan en una memoria interna y solamente se puede disponer de ellos una vez que se haya extraído del agujero.

El CCL está disponible en un amplio rango de tamaños y especificaciones para cada una de las tuberías, condiciones del pozo y compatibilidad con otras herramientas de registros.

I.2.2 Registro C/O

El registro C/O se encarga de detectar las saturaciones de agua y aceite en las diferentes zonas de la formación; es usado cuando el registro de PNC falla o tiene una respuesta pobre. Este registro captura la respuesta de la formación a su exposición a neutrones de alta energía de carbono y oxígeno que generan rayos gamma, con ello se puede realizar una interpretación de la cantidad de oxígeno y carbono en la zona de investigación.

Como en todos los registros se deben realizar las consideraciones sobre las condiciones del pozo para que sean corregidas, en este caso se debe considerar la información sobre las tuberías de revestimiento y del proceso de cementación.

La profundidad de investigación de este registro es relativamente somera, entre 4 y 7 pulgadas, puede diferenciar entre carbonatos y areniscas; además se recomienda realizar varias corridas para mejorar la calidad de los datos obtenidos y con ello poder realizar una mejor interpretación.

I.3 Registros de producción

Los registros de producción se realizan una vez que el pozo se encuentre completado, éstos pueden identificar los problemas que se presenten en el fondo del pozo y propiedades del yacimiento, tales como: permeabilidad, daño y presión de fondo. Es importante la planeación de estos registros, debido que una toma no adecuada de datos representará resultados no representativos, la mejor manera de realizar éstos es justamente por encima de la zona productora, debido a que con ello se realizará una mejor interpretación de los datos obtenidos, eliminando los problemas que puedan generarse debido al almacenamiento del pozo.

Para realizar un registro de producción se requiere conocer tres elementos básicos: el gasto de producción, la presión a la que se encuentra dicha producción y el tipo de formación.

En general, las diferentes mediciones de los registros de producción nos ayudan a determinar varias características del pozo y del yacimiento, entre ellas las siguientes.

- Evaluación de la eficiencia de la terminación.
- Monitoreo y registro de la producción o inyección.
- Evaluación del pozo.
- Detección de zonas de pérdida o canalizaciones del cemento.
- Determinación de las características del yacimiento.
- Identificación de los límites del yacimiento.
- Servir de guía para futuro reacondicionamiento y proyectos de recuperación.

Actualmente las herramientas para estos registros (PLT), están compuestas de varios sensores que realizan las mediciones necesarias, algunos de ellos son: termómetro, gradiomanómetro, medidor de colgamiento, medidores de flujo, manómetro, de ruido, trazadores radioactivos y registros de estratos, entre otros. El realizar los registros en conjunto ayudan a minimizar los errores causados por la inestabilidad del pozo.

Además de contar con los sensores previamente mencionados, cada PLT cuenta con un localizador de coples y una herramienta de rayos gamma para poder determinar la profundidad a la que se estará trabajando.

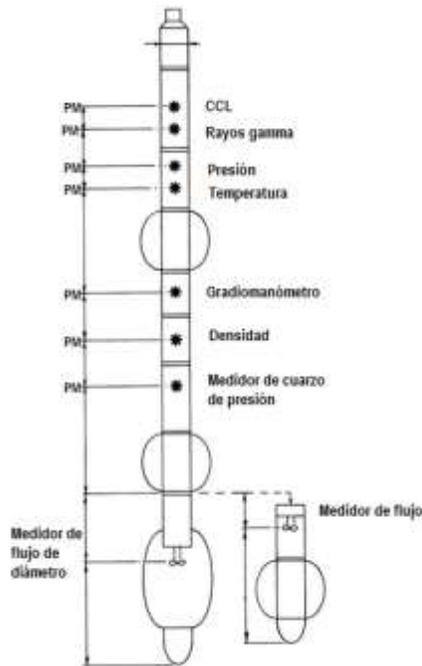


Fig. I.3.1 Diagrama de herramienta PLT, (*Encyclopedia of well logging*).

En la **Fig. I.3.1** se muestra un ensamble de la herramienta usada para los registros de producción, como se mencionó previamente, ésta cuenta con serie de componentes que pueden tomar varias mediciones de distintos parámetros en una sola corrida.

Las principales mediciones que se realizan en los registros de producción son las siguientes:

I.3.1 Registro de velocidad de flujo

La herramienta encargada de realizar esta medición es un medidor de flujo con molinete (**Fig. I.3.1.1**), el flujo del pozo es registrado en el molinete y medido con revoluciones por segundo (RPS), en un caso idealizado, las revoluciones por segundo registradas son directamente proporcionales a la velocidad de flujo; en la realidad los efectos de la fricción en el molinete y la influencia de la viscosidad obligan que los datos recabados sean sometidos a un proceso de calibración.



Fig. I.3.1.1 Medidor de flujo con molinete, (*Principles of production logging, Schlumberger*).

I.3.2 Registros de presión

Los datos de presión obtenidos serán de gran apoyo para poder comprender y predecir el comportamiento del yacimiento, las herramientas que permitirán tomar estos datos principalmente son medidores de cuarzo (**Fig. I.3.2.1**), de zafiro y de tensión.

Con los datos de presión registrados se puede calcular la estabilidad del pozo en el momento de los registros, la densidad de los fluidos y, además, se puede analizar el comportamiento del yacimiento al variar la producción (registros de presión de fondo fluyendo y registros de presión de fondo cerrado).



Fig. I.3.2.1 Sonda de registro de presión, (*Signature Quartz Gauges, Schlumberger*).

I.3.3 Registros de temperatura

Los registros de temperatura apoyan a realizar una medición cualitativa del flujo de fluidos en el pozo, esto cuando el flujo sea tan bajo que sea difícil detectarlo con herramientas de registros de velocidad de flujo. Estos registros detectan de una manera muy efectiva la entrada de gas, debido a que éstas generan una disminución de la temperatura en su zona de afección.

Estos registros permiten verificar la integridad de la terminación del pozo y además pueden detectar fugas en la tubería.

I.3.4 Registros de densidad

La medición de la densidad permitirá diferenciar entre agua, gas o aceite, las herramientas de este tipo de registro dependen mucho de la empresa con que se esté trabajando, cada una ha desarrollado sus propias herramientas basándose en distintos principios físicos, a continuación, se mencionarán algunos:

- Medición de la diferencia de presión entre dos secciones separadas por una distancia conocida.
- Por el efecto Compton producto de los rayos gamma.
- Mediante el gradiente de presión relacionado a la densidad de los fluidos.
- Por la relación de la vibración del flujo debido a la densidad y viscosidad.

II.- Control de calidad, validación y análisis rápido del registro de presión de fondo (RPF y RPFC)

Para realizar las diferentes pruebas se debe verificar que las herramientas funcionen correctamente, es decir, estén calibrada con exactitud. Las sondas de presión deben cumplir una serie de parámetros técnicos para que puedan validarse como calibradas, a continuación, se mencionan y se explica cada uno:

II.1 Parámetros estáticos

Los parámetros estáticos se definen dependiendo de la herramienta, cada una tiene características específicas que se basan en los componentes utilizados en ellas, la variación de estos parámetros varía muy poco o bien, son constantes respecto al tiempo

II.1.1. Resolución

Se refiere al cambio de presión mínimo que puede ser detectado por el sensor, es equivalente a la suma de la resolución del sensor, resolución del digitalizador y el ruido electrónico inducido por la cadena de amplificación. Por ello, al verificar la resolución, se deben tomar en cuenta los componentes electrónicos y el tiempo de muestreo.

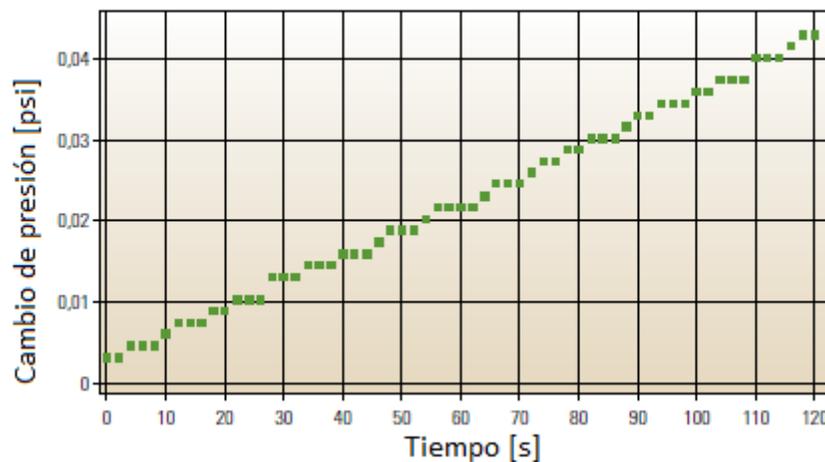


Fig. II.1.1.1 Gráfico de mediciones de cambios de presión adquiridos con sensores de alta resolución, *(Un avance significativo en las operaciones de pruebas de pozos, Schlumberger)*.

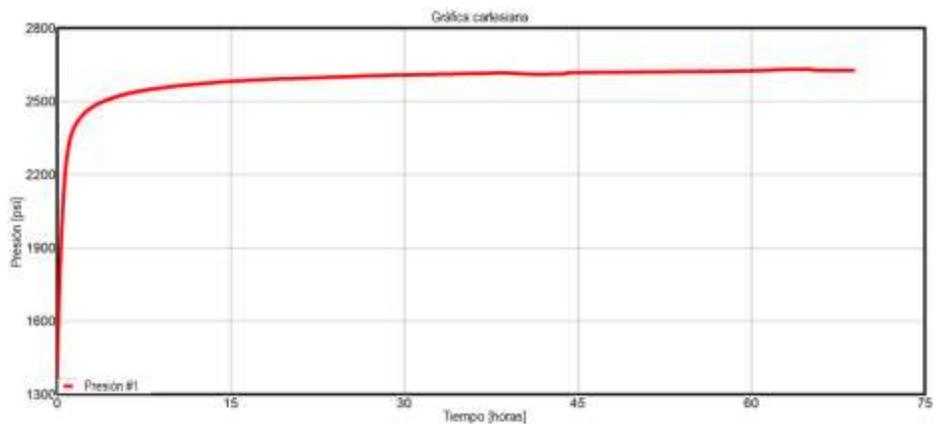


Fig. II.1.1.2 Prueba de incremento de presión con sensores de alta resolución, (*Curso de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Castro, I.*).

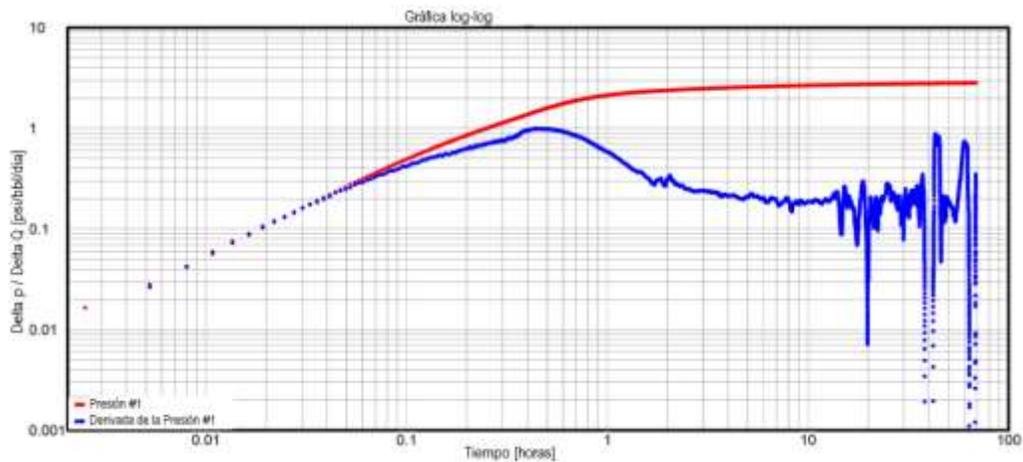


Fig. II.1.1.3 Gráfico de diagnóstico de prueba de incremento de presión con sensores de alta resolución, (*Curso de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Castro, I.*).

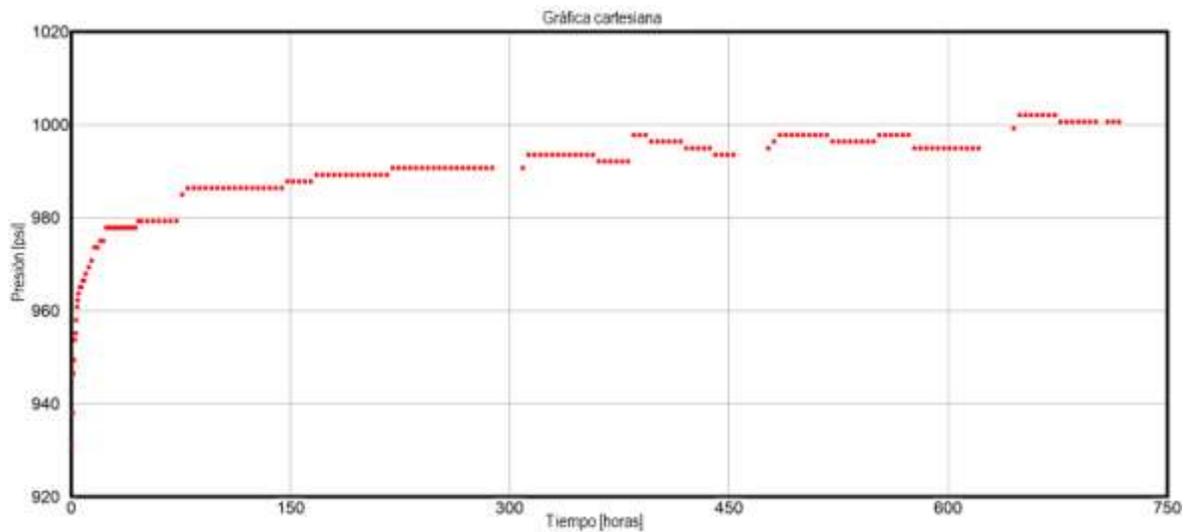


Fig. II.1.1.4 Prueba de incremento de presión con sensores de baja resolución, (Curso de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Castro, I.).

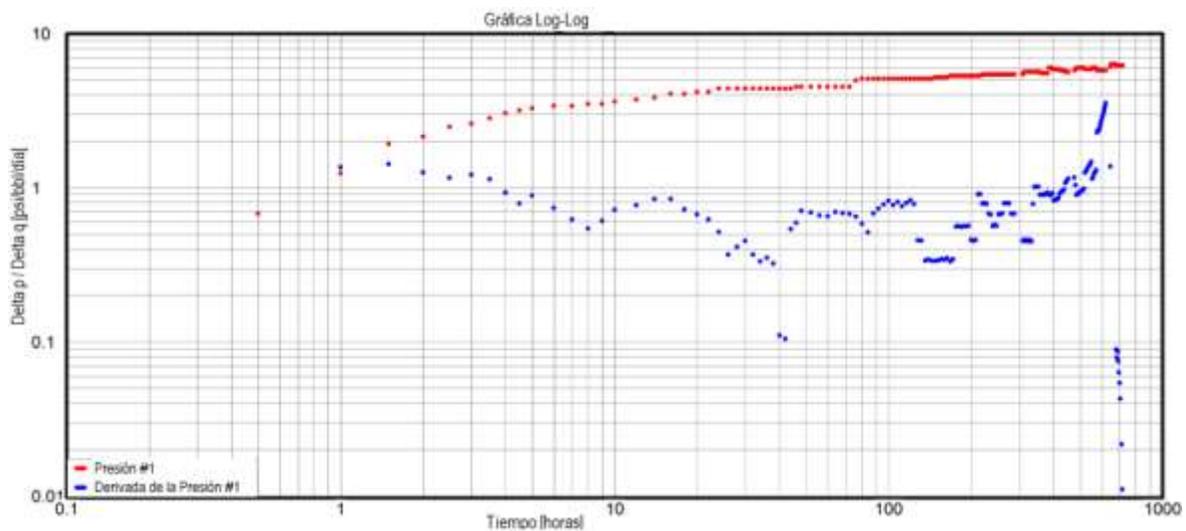


Fig. II.1.1.5 Gráfico de diagnóstico de prueba de incremento de presión con sensores de baja resolución, (Curso de Caracterización Dinámica de Yacimientos, Castro, I.).

La Fig. II.1.1.1 muestra las mediciones de alta resolución de los cambios de presión registrados, se grafican los cambios de presión contra el tiempo de duración (presión [psi] contra tiempo [s]), la Fig. II.1.1.3 muestra la interpretación de las lecturas de presión del yacimiento en una gráfica logarítmica, la línea roja es la interpretación directa de la presión registrada, mientras que la curva azul representa la curva de la derivada de los cambios de presión registrada, con ésta los ingenieros pueden identificar los diferentes regímenes de flujo existentes durante el periodo del registro.

Si comparamos la **Fig. II.1.1.3** con la **Fig. II.1.1.5**, podemos observar la gran diferencia entre la representación de los datos adquiridos por sensores de alta resolución y los adquiridos por sensores de baja resolución, siendo los datos de baja resolución prácticamente ilegibles y no muy representativos.

II.1.2. Exactitud

Este término hace referencia a que tan acertada es la medición del sensor con respecto a la presión real del yacimiento, al realizar la calibración de la herramienta, se ajusta la precisión del sensor al comparar la presión esperada o real, con un probador de pesos muertos. Se busca que el máximo error absoluto sea de ± 2 [psi].

La exactitud también se considera como la suma algebraica de todos los errores que influyen en la medición de la presión, dichos errores se explican a continuación:

- **Desviación media cuadrática.**- 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, (proximidad de una curva de calibración a una línea recta especificada), y del procedimiento de calibración, (coeficiente de la escala y la función polinómica utilizada)

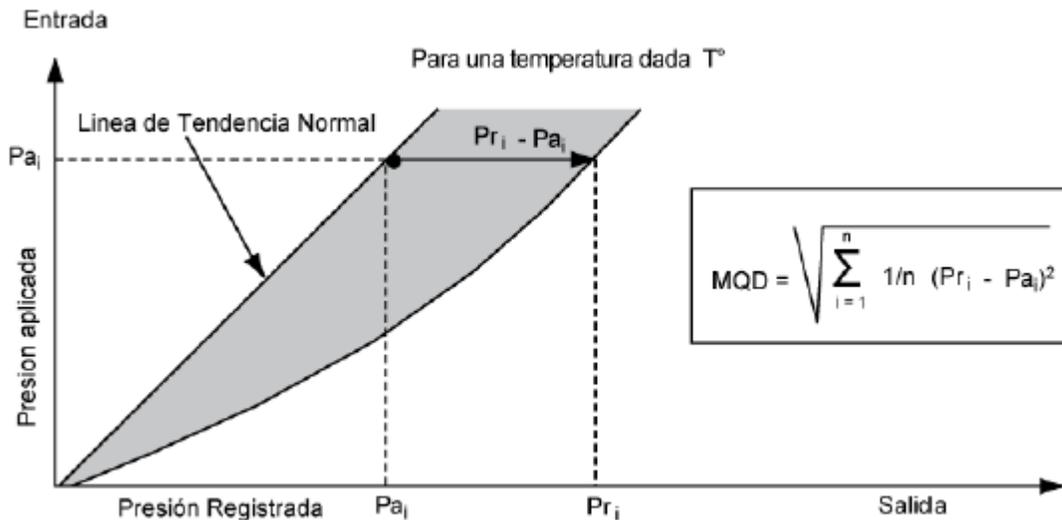


Fig. II.1.2.1 Gráfico de la desviación media cuadrática, (MQD).

La Fig. II.1.2.1 muestra gráficamente el fenómeno de la desviación media cuadrática, además de expresar la ecuación para poder calcularla.

- **Histéresis.**- Es la mayor discrepancia de la señal registrada entre la presión real y la presión registrada por el sensor, (Fig. II.1.2.2).

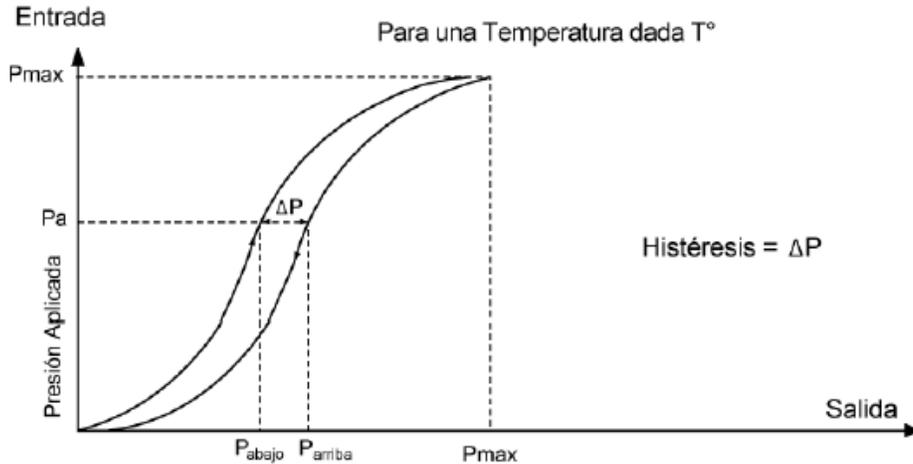


Fig. II.1.2.2 Gráfico representativo de la histéresis, (MQD).

- **Repetibilidad.**- Se refiere a la discrepancia entre dos mediciones consecutivas de una determinada variable (presión o temperatura). La repetición no se ve afectada por la histéresis, ya que las mediciones se realizan utilizando el mismo procedimiento.

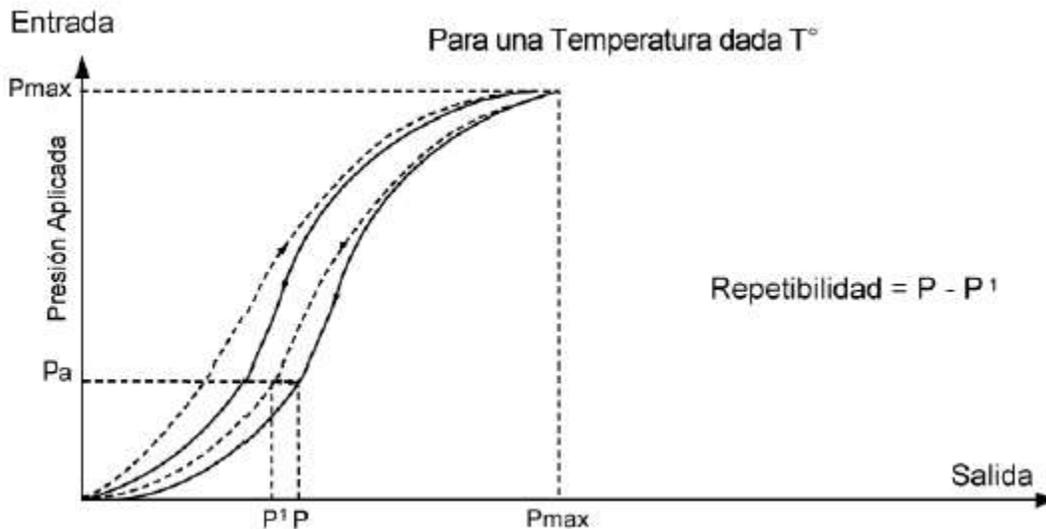


Fig. II.1.2.3 Gráfico ejemplificando la repetibilidad de las pruebas, (MQD).

II.1.3 Sensibilidad

Se refiere a la relación entre la variación de la salida de transductor, inducida por un cambio de presión; es la pendiente de la curva de salida del transductor representada gráficamente contra la presión.

Al graficar la sensibilidad contra la presión debe ser una línea recta, aunque cabe aclarar que no siempre se cumple.

II.1.4 Estabilidad

La estabilidad es la capacidad del sensor para conservar sus características de rendimiento durante un tiempo relativamente largo y la derivada media del sensor en psi/d en condiciones especificadas de presión y temperatura.

Los niveles de estabilidad incluyen la estabilidad a corto plazo para el primer día de una prueba, la estabilidad a mediano plazo para los seis días siguientes y la estabilidad a largo plazo para un mínimo de un mes.

II.2 Parámetros dinámicos

Estos parámetros describen el comportamiento de los sensores bajo condiciones dinámicas del entorno.

II.2.1 Respuesta transitoria durante los cambios de temperatura

Es la respuesta del sensor monitoreado bajo condiciones de temperatura dinámica, mientras la presión aplicada se mantiene constante. Este parámetro proporciona el tiempo de estabilización requerido para obtener una medición de presión confiable para una variación de temperatura dada.

II.2.2 Respuesta transitoria durante los cambios de presión

Se refiere a la respuesta del sensor registrada antes y después de una variación de presión, mientras la temperatura se mantiene una temperatura constante.

II.2.3 Respuesta dinámica durante un sobre salto de presión y temperatura

Es la interpretación del sensor cuando la presión o la temperatura cambian drásticamente.

II.2.4 Corrección dinámica de la temperatura en la medición de presión

Cuando las herramientas de cuarzo ocupan un único cristal se abre la posibilidad de la corrección dinámica de temperatura, la presión medida es corregida por los efectos remanentes del cambio de presión, esto es muy funcional cuando la herramienta se ve expuesta a variaciones fuertes de presión y temperatura.

II.3 Toma de registros de presión de fondo fluyendo y cerrado

Los registros de presión pueden ayudar a conocer diferentes características tanto de los pozos, como del yacimiento en general, ya se mencionaron los parámetros que deben verificarse en cada una de las sondas para poder realizar una correcta recolección de datos, a continuación se describirán los métodos para realizar los registros de presión de fondo fluyendo y cerrado; cabe mencionar que para estos registros deben tomarse diferentes consideraciones, tales como las características en las que se encuentra el yacimiento, las condiciones técnicas del pozo y el programa anual de explotación.

II.3.1 Registros de presión de fondo fluyendo

Este se realiza, como lo indica su nombre, mientras el pozo está en producción, la primera medición se realizará en el nivel correspondiente al árbol de válvulas, una vez tomada dicha lectura, se procederá a bajar la sonda a la siguiente estación. Generalmente las estaciones tienen una separación de entre 300 a 1000 metros, su planeación depende de la profundidad del pozo, es importante mencionar que la separación entre las estaciones busca generar un perfil de presión adecuado para poder ser analizado.

La estación final deberá ser planeada de tal forma que la sonda realice las mediciones estando entre 50 y 100 metros sobre el intervalo productor o bien, la zona disparada (**Fig. II.3.1.1**). Esta profundidad tiene como finalidad evitar que la sonda choque con las paredes internas de la tubería debido a los efectos que pueda tener el flujo turbulento de los hidrocarburos, estando a la distancia

mencionada el flujo se encontrará de una forma más uniforme y por ello la sonda podrá realizar las mediciones de una forma eficiente.

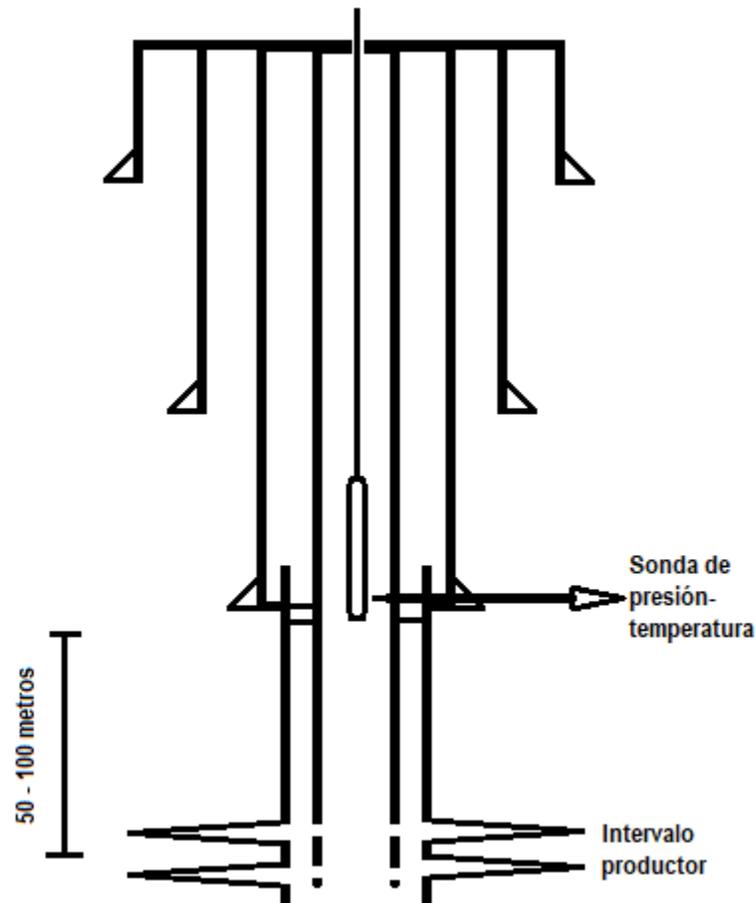


Fig. II.3.1.1 Esquema de la última estación de los registros de presión-temperatura, (*Derechos reservados, FBA*).

Los datos de presión registrados deben ir acompañados de los diferentes fluidos que son producidos en el momento, ya sea aceite, gas, agua, así como la fecha y hora del registro, esto con la finalidad de poder realizar una interpretación correcta de los ellos.

Generalmente se recomienda que estos registros se tomen al menos una vez cada trimestre en cada pozo que se encuentre operando ya que el análisis de los datos permitirá mantener actualizada la caracterización dinámica del yacimiento, en los casos de las plataformas donde se requiera un barco o chalán para realizarlo, se recomienda su realización al menos cada dos años.

En los siguientes escenarios no se recomienda la realización de los registros:

- Pozos con sistemas artificiales de producción, (bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electro-sumergible o de cavidades progresivas).
- Pozos en los que se haya utilizado tubería flexible.
- Pozos ubicados en zonas urbanas que compliquen o impidan el ingreso del equipo de registros.
- Pozos cuyo árbol de válvulas se encuentre inundado, por debajo del nivel de un río o bien, cercano a zonas de deslaves.
- Pozos cuyos estados mecánicos presenten problemas antes del 80% de la profundidad vertical del pozo, tales como: incrustaciones, obstrucciones, colapso o ruptura de la tubería de producción.
- Pozos que presenten, en el intervalo menor al 80% de la profundidad vertical del pozo, temperaturas que sobrepasen las especificaciones técnicas de la sonda

II.3.1.1 Control de calidad y validación de los RPF

El primer paso para el control de calidad de los registros es la definición del objetivo de la prueba y posteriormente la correcta elección de la herramienta, para ello debemos conocer algunas características previas del yacimiento, tales como la presión y la temperatura esperadas, conociendo estos dos parámetros se podrá determinar que sonda es más factible utilizar.

Posterior a la realización del registro, se debe verificar que la bitácora de operaciones se haya llenado de manera adecuada, es decir, que incluya todos los datos necesarios: nombre del campo, número del pozo, fecha y hora de la medición, número de serie de la herramienta con la que se realizó la prueba, cima y base de los intervalos productores, profundidad interior del pozo, diámetro nominal, peso y profundidad de las tuberías, tanto de producción como de revestimiento que estén expuestas al flujo, datos de las estaciones donde se realizaron las mediciones (profundidad, presión y temperatura y la bitácora completa de la operación).

Al tener los datos registrados correctamente se puede obtener una gráfica representativa del comportamiento de la presión y de la temperatura contra el tiempo de duración de la prueba, la **Fig. II.3.1.2** representa un registro de presión de fondo fluyendo (RPF) tomado en cinco estaciones.

En los registros de presión se debe esperar el tiempo suficiente para que la presión logre estabilizarse una vez que la sonda esté ubicada en la estación, en el caso de los pozos abiertos la presión puede resultar difícil de identificarse debido al flujo constante de fluido, en estos casos la medición de la temperatura resulta de mucha utilidad.

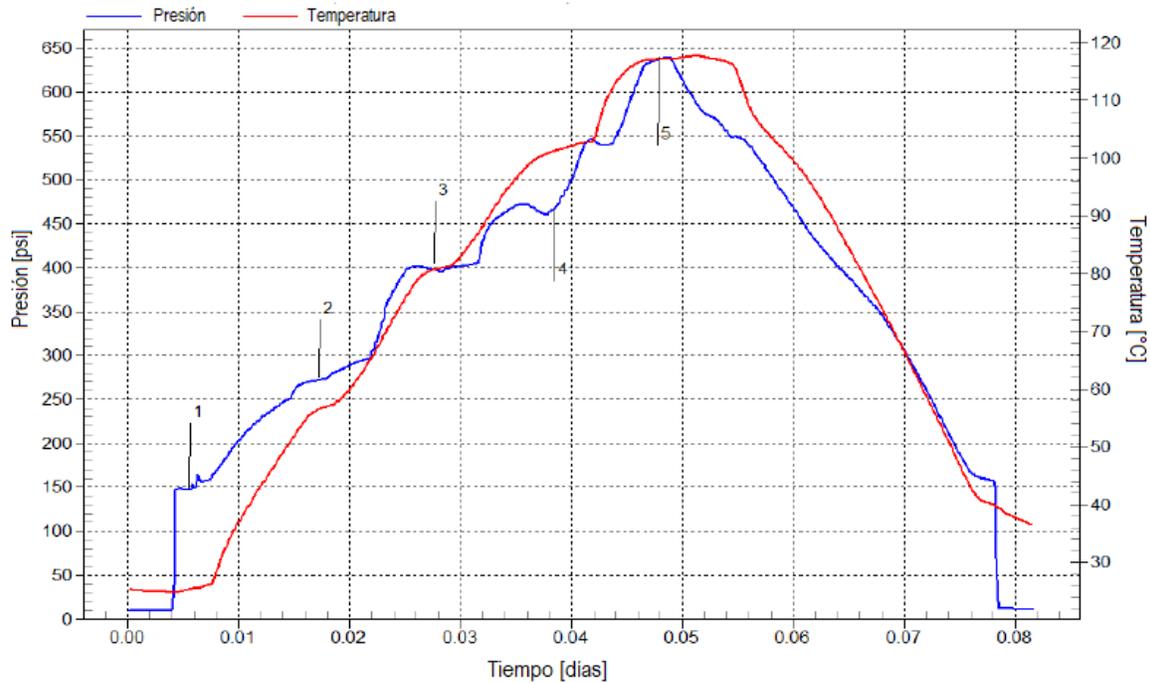


Fig. II.3.1.2 Gráfico representante de presión contra tiempo contra temperatura en un RPF, (MSSM).

En la gráfica anterior se muestran las dos líneas representativas de las mediciones de presión y de temperatura, así como las 5 estaciones del registro, la lectura de este registro muestra que mientras se va avanzando en las estaciones tanto la presión como la temperatura aumentan, lo cual representa el comportamiento natural de un pozo petrolero, en caso de que se presentara algún comportamiento anormal, podría deberse a algún daño presente en él o bien, por fallas en la herramienta.

Otra forma de validar que los datos fueron tomados de manera correcta y por lo tanto son representativos del pozo es realizar el perfil de presión contra profundidad y también de temperatura contra profundidad.

La Fig. II.3.1.3 muestra las gráficas de los perfiles de presión y temperatura contra profundidad, en este caso se observa que el comportamiento de ambos perfiles muestra un comportamiento normal en el pozo, pues tanto la presión como la temperatura aumentan con la profundidad.

Otra forma de validación puede realizarse con el uso de un modelo de simulación de flujo en el pozo, para determinar si los valores por estación realmente son los esperados.

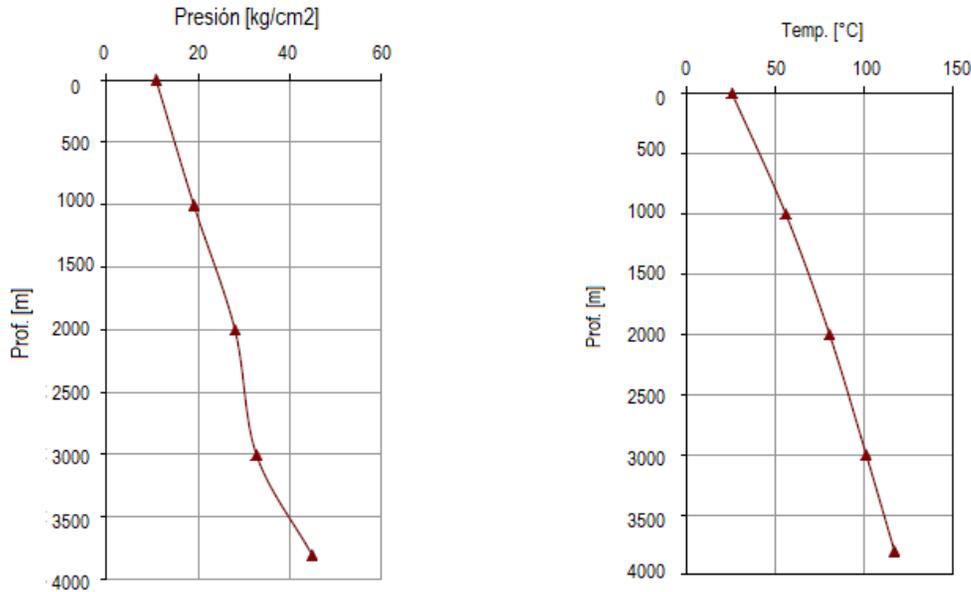


Fig. II.3.1.3 Gráficas de presión contra profundidad y de temperatura contra profundidad, (MSSM).

II.3.2 Registro de presión de fondo cerrado

Este registro realiza la medición de la presión y la temperatura en un pozo cerrado. Al igual que el registro de presión de fondo fluyendo se puede realizar por estaciones, la primera estación es al nivel del árbol de válvulas, mientras que las siguientes estaciones deben encontrarse con una separación entre 300 a 1000 metros, estas estaciones podrán recolectar los datos necesarios para poder predecir el comportamiento del pozo.

La última estación se ubicará entre 50 y 100 metros sobre la zona disparada o la zona productora en caso de contar con una terminación de agujero descubierto. Para poder determinar el tiempo de cierre para este registro se deberá consultar el análisis de las pruebas de incremento de presión del yacimiento en caso de existir.

La recomendación para lograr un buen registro de presión de fondo cerrado es cerrar el pozo para que la presión logre estabilizarse y así poder obtener datos correctos de su comportamiento, lamentablemente para lograr dicha estabilidad el pozo debe permanecer cerrado por varias horas, lo cual puede llegar a afectar la producción del mismo, por esta razón los pozos solo son cerrados por periodos de aproximadamente una hora, lo cual puede generar datos erróneos.

Las recomendaciones indican que los registros de presión de fondo cerrado se realicen por lo menos una vez al año en los pozos que cumplan las siguientes características:

- Pozos productores.
- Pozos cerrados con posibilidad de explotación.
- Pozos cerrados sin posibilidad de explotación.

La realización de los registros en estos tipos de pozos podrá permitir a los ingenieros de yacimientos tener datos actualizados para una continua caracterización del yacimiento y con ello poder tomar decisiones para mejorar el desempeño de este.

A continuación, se mencionan las consideraciones que deben tomarse antes de planear un registro de presión de fondo cerrado:

- En el caso que se requiera algún barco o chalán para realizar el registro, se recomienda una realización de un registro cada tres años.
- En los pozos con algún sistema artificial de producción instalado.
- Pozos que hayan utilizado tuberías flexibles.
- No se tomará el RPFC en pozos que presenten problemas con su árbol de válvulas, y que el cierre de ellos represente un riesgo para el personal, las instalaciones o el medio ambiente.
- Los registros no se realizarán en pozos que presenten tuberías de revestimiento en mal estado debido a que la operación de cierre puede generar fugas.
- No deben realizarse en zonas urbanas en las que los equipos de registros no puedan ingresar.
- Pozos cuyo árbol de válvulas se encuentre inundado, por debajo del nivel de un río o bien, cercano a zonas de deslaves no son aptos para los registros.

- No se tomarán en pozos cuyos estados mecánicos presenten problemas antes del 80% de la profundidad vertical del pozo, tales como: incrustaciones, obstrucciones, colapso o ruptura de la tubería de producción.

II.3.2.1 Control de calidad y validación de los RPFC

El primer paso para verificar la calidad de un registro de presión de fondo cerrado es comprobar la completitud de reporte de la medición, éste debe incluir: fecha de la medición, número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición, cima y base de los intervalos productores, profundidad interior del pozo, diámetros, pesos y profundidades de las tuberías, tanto de producción como de revestimiento que estén expuestas al flujo, datos de las estaciones (profundidades, presión y temperatura); además, es muy importante que se reporte la producción del pozo antes del cierre del pozo.

En estos registros es necesario verificar el tiempo de cierre del pozo, es decir, determinar que se realizó según el programa del registro, en el caso de no haberse realizado el tiempo necesario, se deberá presentar una justificación técnica o de seguridad. En dicho caso se debe evaluar que la prueba es representativa con datos adquiridos o no.

Además, al igual que en los RPFF, las gráficas obtenidas apoyarán a demostrar que el registro se realizó de forma adecuada, en la **Fig. II.3.2.1.1** se pueden observar los perfiles de presión y temperatura generados en un pozo, en este caso se cuenta con un registro que presenta mediciones en ocho estaciones, a comparación del registro de presión de fondo fluyendo, el comportamiento de la línea de la presión muestra una mayor estabilidad en cada una de las estaciones.

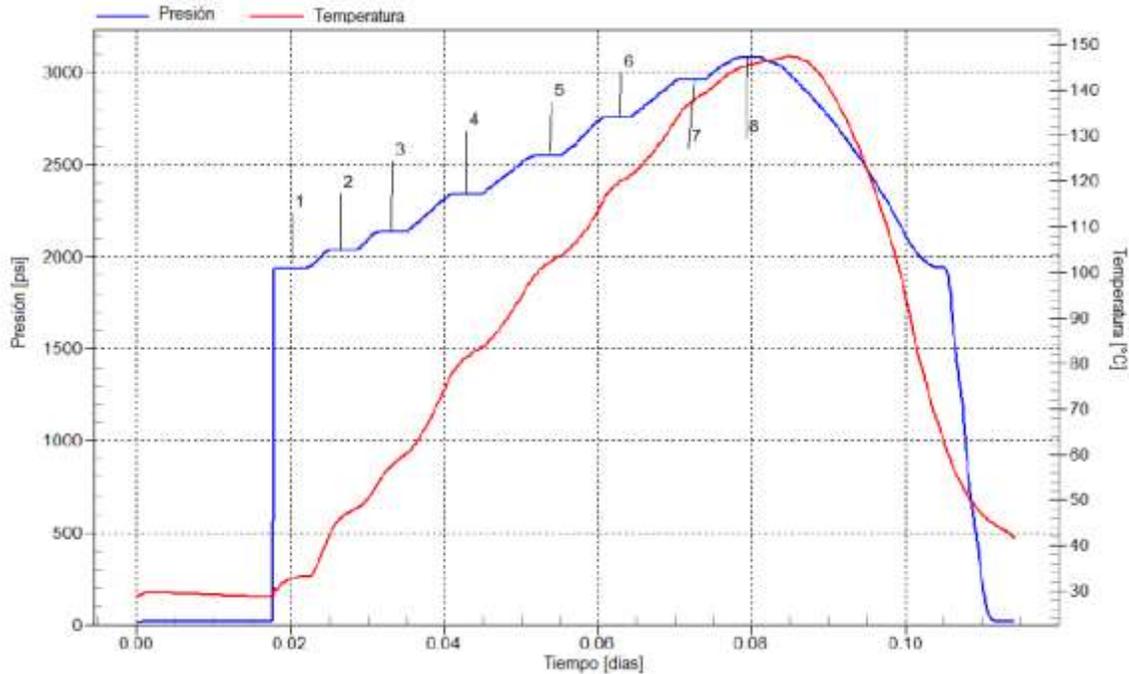


Fig. II.3.2.1.1 Gráfico representante de presión contra tiempo contra temperatura en un RPF, (MSSM).

Ambas gráficas muestran el comportamiento normal de un pozo ya que ambos parámetros aumentan conforme la profundidad aumenta, de igual forma determinamos la integridad del estado mecánico por la inexistencia de presiones anormales.

Otra forma de demostrarlo es graficar el gradiente de presión contra profundidad y el de temperatura, en el caso que se muestre una tendencia similar en ambas se podrá determinar que los datos recabados son correctos.

En la Fig. II.3.2.1.2 y la Fig. II.3.2.1.2 se muestra el comportamiento de ambos gradientes conforme la profundidad aumenta, con ellos determinamos que el registro tiene datos congruentes.

Otra forma de validación puede realizarse con el uso de un modelo de simulación de flujo en el pozo, para determinar si los valores por estación realmente son los esperados.

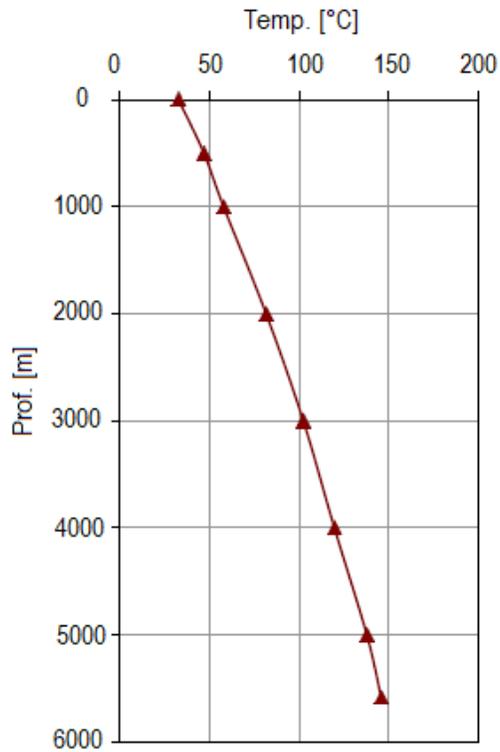


Fig. II.3.2.1.2 Gradiente de temperatura del registro de presión de fondo cerrado, (MSSM).

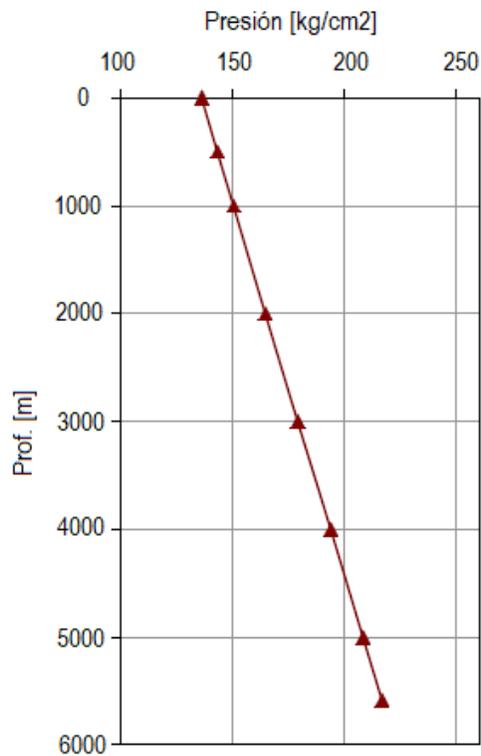


Fig. II.3.2.1.3 Gradiente de presión del registro de presión de fondo cerrado, (MSSM).

II.3.3 Análisis rápido de los RPF

II.3.3.1 Análisis rápido de los RPF

Para analizar de una forma rápida y eficiente los registros de presión de fondo fluyendo es importante contar con datos validados, en el tema anterior se mencionaron algunas formas de validar los datos de forma rápida y directa, con ello se puede obtener la información representativa de los pozos.

En la **Fig. II.3.1.2** se puede realizar un análisis que determine las presiones y temperaturas de cada una de las estaciones, al realizar las gráficas correspondientes, se pueden adquirir datos que podrán apoyar en la interpretación de la actualidad del pozo, tales como el gradiente de presión que ayuda a identificar el fluido presente en ese intervalo.

Al contar con los datos de cada una de las estaciones se puede generar una tabla que representa los gráficos de presión contra profundidad y de temperatura contra profundidad. (**Fig. II.3.1.3**) se puede calcular cada uno de los gradientes de presión a lo largo del pozo.

Prof. [m]	Pres [kg/cm2]	Temp [°C]	Gradiente [kg/cm2/m]
0	10.803	25.48	-
1000	19.03	55.76	0.008
2000	28.019	80.45	0.009
3000	32.715	101.17	0.005
3800	44.834	117.09	0.015

Tabla II.3.3.1.1 Datos de registro de presión de fondo fluyendo, (MSSM)

El cálculo de los gradientes de presión se realiza con la siguiente fórmula:

$$\frac{\Delta p}{prof} = \frac{p_{i+1} - p_i}{prof_{i+1} - prof_i} \tag{II.1}$$

donde:

$\frac{\Delta p}{prof}$ es el gradiente de presión contra profundidad.

p es la presión medida en la estación.

$prof$ es la profundidad de la estación.

Es importante mencionar que se debe verificar la congruencia de las unidades para obtener el gradiente, tanto la profundidad como la presión deben encontrarse en el mismo sistema de unidades, ya sea en sistema inglés o bien, sistema internacional.

Una vez que se calcula el gradiente de presión desde la primera hasta la última estación, se pueden identificar los distintos fluidos y con ello se podrán estimar los niveles de contacto.

La densidad del agua es de $0.1 \frac{kg}{cm^2}$ por cada metro, por lo tanto, podemos identificar en nuestro gradiente si el fluido presente está cercano a la densidad del agua o no y con ello saber si es gas, aceite o en su defecto, agua.

En el caso de la **tabla II.3.3.1.1** los gradientes nos muestran que el fluido en contacto con la herramienta presenta una densidad muy baja por lo que se puede declarar que corresponde a un gas.

Prof. [m]	Presión [kg/cm ²]	Temp. [°C]	Gradiente [kg/cm ² /m]
0	136.291	32.77	-
500	154.87	46.74	0.037
1000	177.63	57.84	0.046
1500	202.51	81.54	0.050
2000	228.46	90.86	0.052
2500	253.2	134.7	0.049
3000	281.36	159.63	0.056
3415	305.69	164.5	0.059

Tabla II.3.3.1.2 Datos de registro de presión de fondo fluyendo, (Derechos reservados, FBA).

En la **tabla II.3.3.1.2** se muestra otro ejemplo de un registro de presión de fondo fluyendo, en este caso son ocho estaciones en las que se realizaron las mediciones, al analizar sus presiones, se observan presiones altas que aumentan gradualmente con la profundidad.

La **Fig.II.3.3.1.1** muestra el perfil de presión generado por las diferentes estaciones, al realizar el análisis de los gradientes se observa una densidad relativamente alta desde la segunda estación, sabiendo que la densidad del agua es de $0.1 \frac{kg}{cm^2}$ por metro, los valores representados en este registro pueden corresponder a un fluido en estado líquido (aceite), al ver que la densidad aumente con la profundidad se puede confirmar la presencia de aceite a lo largo de todo el pozo.

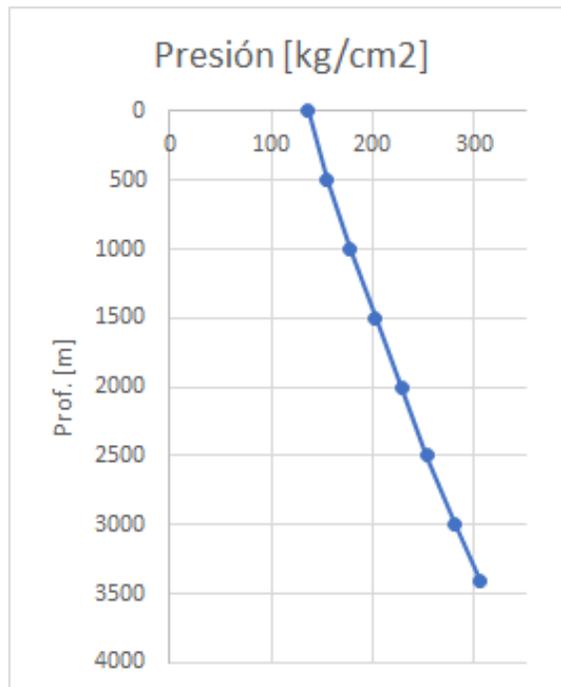


Fig.II.3.3.1.1 Gráfica del perfil de presión contra profundidad, (*Derechos reservados, FBA*).

II.3.3.2 Análisis rápido de los RPFC

Con las gráficas que nos ayudaron a validar los registros de presión de fondo cerrado también se pueden obtener datos que ayudarán a interpretar el comportamiento del pozo de una manera fácil y rápida.

En la **Fig. II.3.2.1.1** podemos determinar las presiones y temperaturas en cada una de las estaciones, al estar cerrado el pozo, la presión tiende a estabilizarse, la rapidez con que se logre dependerá del fluido y a las condiciones que se esté produciendo, siendo los pozos de aceite negro los más rápidos de estabilizarse, mientras que los pozos de gas seco serán los que más tiempo tarden; por lo tanto, al estar estabilizada la presión en el sistema, las mediciones de ésta en las diferentes estaciones, registrará un comportamiento constante, es decir, la pendiente de los datos graficados será muy cercana a cero, por la parte de la temperatura, su curva tendrá un comportamiento similar.

Al igual que en el registro de presión de fondo fluyendo, una vez que se cuenta con los datos de presión y temperatura, se puede generar una tabla en la cual se tiene el gradiente y con ello se

llegará a la interpretación del fluido presente en el pozo, en el caso de la **Fig. II.3.2.1.1** se obtienen los siguientes datos (**Tabla II.3.3.2.1**):

Prof. [m]	Presión [kg/cm ²]	Temp. [°C]	Gradiente [kg/cm ² /m]
0	136.291	32.77	-
500	143.26	46.74	0.014
1000	150.345	57.84	0.014
2000	164.562	81.54	0.014
3000	179.087	102.26	0.015
4000	193.844	119.45	0.015
5000	208.242	137.66	0.014
5585	216.718	145.65	0.014

Tabla II.3.3.2.1 Datos de registro de presión de fondo cerrado, (MSSM).

Por otro lado, la **tabla II.3.3.2.2** muestra otro registro de presión de fondo cerrado, en este caso las presiones muestran un amplio rango de diferencia entre la cuarta, quinta y sexta estación, por ello se puede determinar que el fluido existente en ese tramo es diferente al que se encontró en las partes más someras del pozo (las primeras estaciones), además si analizamos los resultados del gradiente obtenido a partir del análisis, notamos que las densidades aumentan de igual forma.

Prof. [m]	Presión [kg/m ²]	Temp. [°C]	Gradiente [kg/cm ² /m]
0	12.57	33.39	-
350	13.06	31.82	0.0014
700	13.54	37.12	0.0014
1050	14.02	45.95	0.0014
1440	27.13	64.87	0.0336
1540	36.84	67.81	0.0971
1640	46.65	71.02	0.0981

Tabla II.3.3.2.2 Datos de registro de presión de fondo cerrado, (Derechos reservados, FBA).

Si se grafica el perfil de presión se puede observar de mejor forma el gradiente que se tiene con los datos anteriores, en la **Fig.II.3.3.2.1** podemos observar de manera explícita el aumento de presión que sufre el registro en las últimas estaciones, por ello se puede determinar que en las estaciones ubicadas más cercanas a la superficie el fluido que se encuentra es gas, es decir, se cuenta con una columna gaseosa desde la cabeza del pozo hasta aproximadamente la medición de la cuarta estación (1050 m), debido al cambio de presión a partir de la quinta estación (1440 m) ya se cuenta con presencia de líquido (posiblemente aceite), en la sexta y séptima estación se muestra un

aumento drástico en el gradiente, muy cercano al valor representativo de la presencia de agua ($0.1 \frac{kg}{cm^2}$ por metro), por lo tanto en estas estaciones el fluido predominante es el agua; con toda la información anterior se pueden determinar profundidades tentativas de los fluidos, dejando aproximadamente desde la cabeza del pozo hasta los 1100 metros una columna de gas, desde esa profundidad hasta tentativamente 1490 metros una columna predominantemente de aceite, dejando el resto del pozo hasta la profundidad de 1640 metros con una mayor presencia de agua.

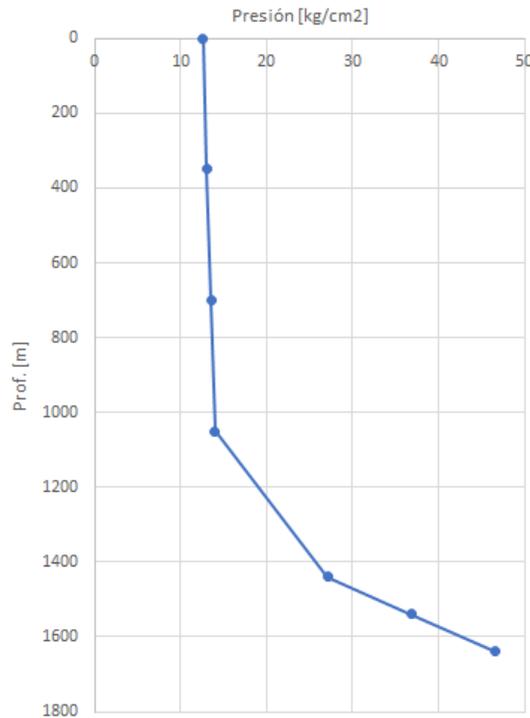


Fig.II.3.3.2.1 Gráfica del perfil de presión contra profundidad, (*Derechos reservados, FBA*).

II.3.3.3 Análisis conjunto

En el caso de que se cuente con los datos de ambos registros (RPFC y RPFF) para un mismo pozo, podemos obtener un mayor número de información para su análisis y predicción de comportamiento, una de ellas es el índice de productividad (IP), ambas pruebas deben haberse realizado el mismo día para contar con una mayor exactitud en la comparación de los datos, además, se debe contar con el dato de producción del registro de presión de fondo fluyendo.

Rango	Clasificación
$J < 0.5$	Mal productor
$0.5 \leq J < 1.0$	Productividad media
$1.0 \leq J < 2.0$	Buen productor
$J \geq 2.0$	Excelente productor

Tabla II.3.3.3.1 Clasificación de pozos según su Índice de Productividad, (*Producción de pozos I, Gómez Cabrera, J. A.*).

En la **Tabla II.3.3.3.1** se muestra la clasificación de los Índices de Productividad, con ellos podremos determinar si un pozo tiene buena producción o no.

Para comprobar lo anterior analizaremos el comportamiento de un pozo denominado Canelo-03 en el cual se realizaron ambos registros el día 01 de septiembre de 1983, los datos registrados son los siguientes:

- Intervalo productor ubicado a 975 metros (mv).
- Última estación ubicada a 900 metros.
- Presión de fondo cerrado, (p_{ws}) en la última estación: $75.45 \frac{kg}{cm^2}$
- Presión de fondo fluyendo, (p_{wf}) en la última estación: $74.69 \frac{kg}{cm^2}$
- Producción registrada durante el registro de fondo fluyendo: $2.43 \frac{bl}{día}$

Se sabe que este pozo no produce agua, solamente aceite, gracias a los análisis PVT sabemos que produce aceite negro, entonces para obtener el índice de productividad se debe ocupar la siguiente ecuación:

$$IP = J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (II.2)$$

Donde:

$$q_o = \text{gasto de aceite @ } p_{wf} \left[\frac{bl}{día} \right]$$

$$p_{wf} = \text{presión de fondo fluyendo} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

p_{ws} = presión de fondo estática $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$

J = Índice de Productividad $\left[\frac{\frac{bl}{día}}{\frac{kg}{cm^2}} \right]$

Con la ecuación anterior se puede predecir el comportamiento que tendrá el pozo con los decrementos de presión, al sustituir los datos del pozo obtenemos:

$$IP = J = \frac{2.43}{75.45 - 74.69} = 3.19 \left[\frac{\frac{bl}{día}}{\frac{kg}{cm^2}} \right]$$

Con el cálculo del índice de productividad se puede realizar un perfil de la producción contra diferentes presiones de fondo fluyendo, la formula con la que se obtienen los distintos gastos es la siguiente:

$$q_o = J * (p_{ws} - p_{wf}) \tag{II.3}$$

Sustituyendo diferentes presiones menores a la presión de fondo estática se generará la gráfica que representa el índice de productividad.

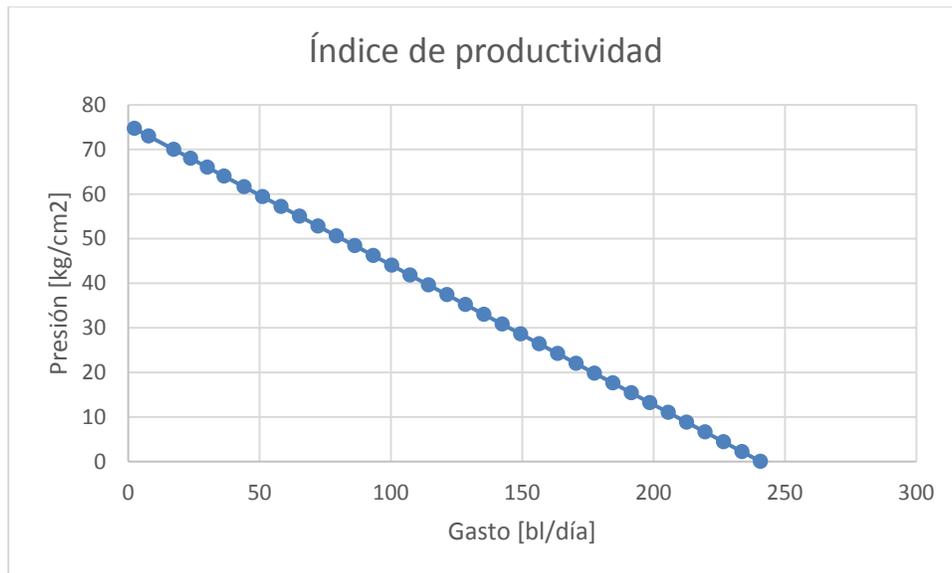


Fig. II.3.3.3.1 Gráfico del índice de productividad, (Derechos reservados, FBA).

Para poder confirmar que la predicción del índice de productividad es correcta se debe verificar que la presión de fondo estática es la correcta, esto se determinará con el tiempo de cierre mostrado en el registro.

El tiempo necesario para que un pozo se estabilice y la presión registrada realmente sea representativa varía entre 8 y 24 horas, esto depende del tipo de fluido, la profundidad de la zona productora, diámetro de la tubería de producción, entre otros factores; la **Fig. II.3.3.3.2** muestra los datos de un registro de presión de fondo cerrado, el área marcada muestra la mayor estabilización de la presión, éste sería el caso correcto de la medición de la presión de fondo estática.

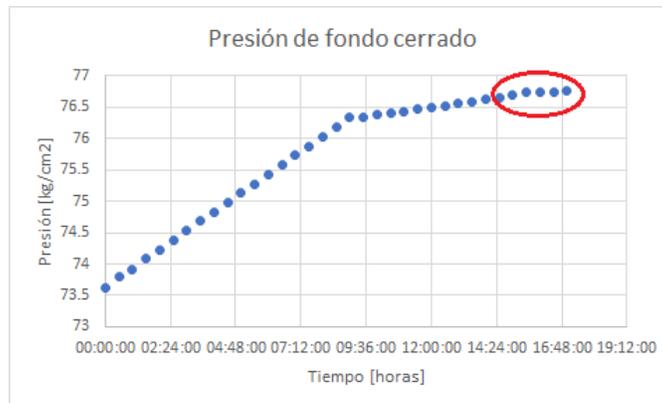


Fig. II.3.3.3.2 Gráfico de estabilización de presión de fondo cerrado, (Derechos reservados, FBA).

El tiempo que tardó en estabilizarse la presión fue de aproximadamente 17 horas, lamentablemente los pozos solamente se cierran entre 30 minutos y una hora, por lo cual la **Fig. II.3.3.3.3** muestra en su área circulada los datos de presión que serán registrados como la presión de fondo, es decir, la presión de fondo estática.

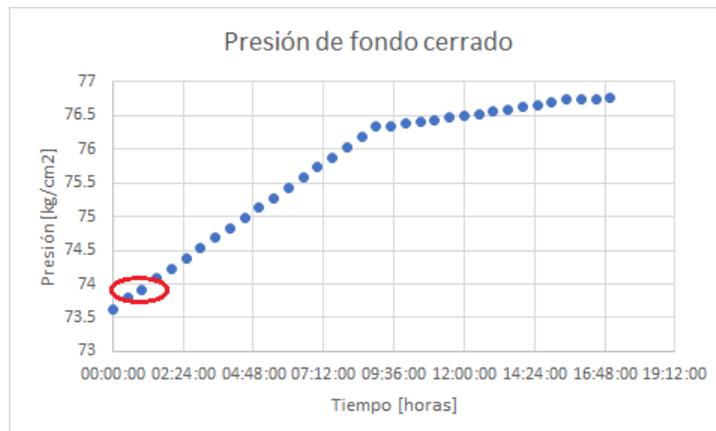


Fig. II.3.3.3.3 Gráfica de datos de presión de fondo, (Derechos reservados, FBA).

Si se confirma que los datos de presión de fondo estática son realmente representativos, los cálculos de la producción serán cercanos a los reales.

Igualmente, si se cuentan con los datos completos de ambas pruebas, se podrán determinar los niveles de fluidos de una manera más exacta, puesto que se podrán comparar los dos perfiles del gradiente de presión.

III. Problemas típicos en el diseño, supervisión y análisis de un registro

Como en todos los procedimientos que se realizan en los pozos petroleros, los registros de presión de fondo se deben realizar con una adecuada planeación y tomando en cuenta diferentes circunstancias que pueden afectar las mediciones, a continuación, se mencionarán cuáles son los problemas típicos que pueden afectar la eficiencia y veracidad de los registros de presión de fondo, ya sean realizados en pozos cerrados o fluyentes.

III.1 Almacenamiento del pozo

El almacenamiento del pozo se refiere a cuanto fluido se puede conservar en el pozo, esto depende directamente del tipo de fluido y, por ende, de la compresibilidad de éste, la presencia del almacenamiento del pozo afecta principalmente en las pruebas de presión de fondo cerrado, pues si se cuenta con un fluido altamente compresible, el sistema continuará aumentando de presión hasta que el fluido ya no pueda ser comprimido más; este efecto distorsiona las lecturas de la presión, especialmente en pozos muy profundos, con daños mecánicos importantes o con fluidos altamente compresibles.

La **Fig. III.1.1** muestra un esquema del almacenamiento del pozo, las flechas indican que el yacimiento sigue aportando fluidos que, dependiendo de su compresibilidad, aumentarán la presión del sistema, como ya se mencionó.

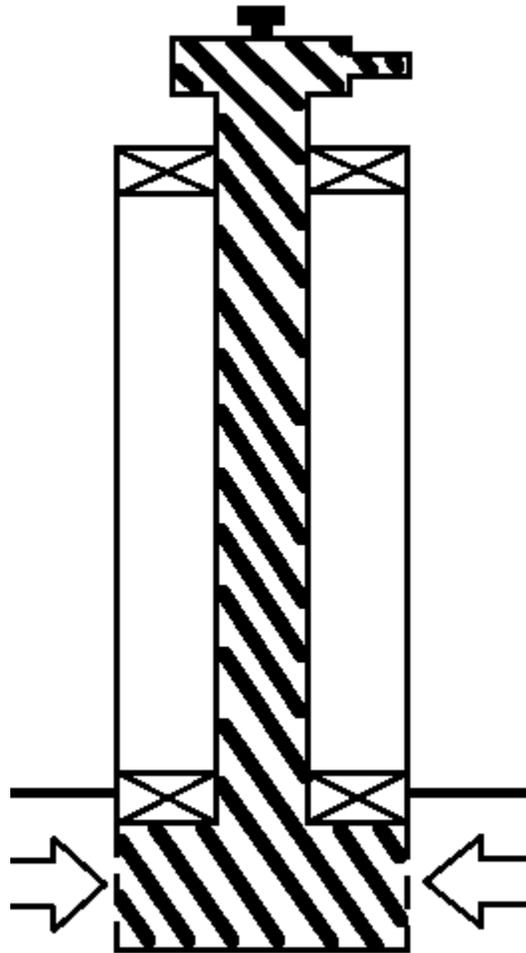


Fig. III.1.1 Esquema del almacenamiento en un pozo, (Derechos reservados, FBA).

Este efecto se puede representar con el coeficiente de almacenamiento $[C]$, que es la relación entre el cambio de volumen del fluido en el pozo respecto al cambio de presión en el fondo del pozo.

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \tag{III.1}$$

C = Coeficiente de almacenamiento $[\frac{Bl}{psi}]$

ΔV = Cambio del volumen del fluido en el pozo [Bl]

Δp = Cambio de presión en el fondo del pozo [psi]

Para fines prácticos, la manera de calcular el coeficiente de almacenamiento de un pozo dependerá del volumen total del pozo, y la compresibilidad del fluido presente en el pozo.

$$C = V_w * C_f \quad (III.2)$$

$V_w =$ Volumen total del pozo [Bl]

$C_f =$ Compresibilidad del fluido [$\frac{1}{psi}$]

III.2 Segregación de los fluidos

El efecto de segregación de los fluidos se relaciona directamente con el almacenamiento que ocurre en el pozo una vez que este es cerrado, éste se da gracias a los efectos gravitacionales que actúan sobre los fluidos presentes en el pozo, específicamente la segregación de los fluidos se presenta cuando se tiene un flujo multifásico, es decir, existe la presencia de líquido y gas.

Como se menciona, gracias a los efectos gravitacionales, el líquido presente en sistema tiende a descender, mientras que el gas asciende a la parte superior de la tubería, este efecto puede generar un aumento de presión en el pozo debido a la poca compresión del líquido y la nula expansión del gas en el espacio confinado donde se encuentra.

La presión ejercida en el pozo se puede disipar en la formación una vez que haya pasado tiempo suficiente para que el sistema se haya estabilizado, pero en el caso de que la formación sea de baja permeabilidad esto puede tardar más de lo deseado.

La segregación afecta al coeficiente de almacenamiento del pozo, ya sea incrementándolo o disminuyéndolo, por ello si no se toman las consideraciones adecuadas las lecturas de presión no serán representativas.

La **Fig. III.2.1** muestra un esquema del resultado de la segregación de los fluidos en un pozo de flujo multifásico, donde la fase gaseosa se ubica en la parte superior mientras que el líquido se encuentra en el fondo.

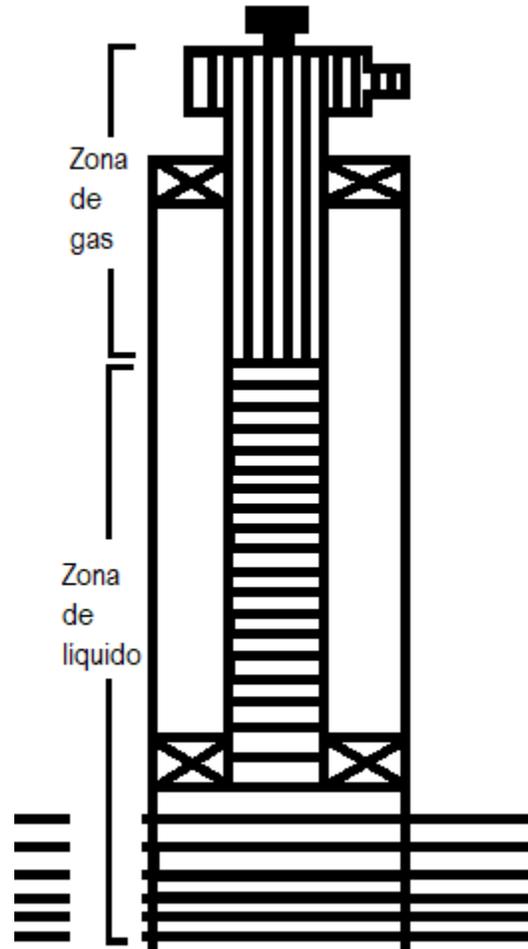


Fig. III.2.1 Esquema de un pozo posterior a la segregación de los fluidos, (*Derechos reservados, FBA*).

Se debe tener cuidado al medir la presión de fondo de pozo en los casos de los registros de presión de fondo cerrado, pues el tiempo juega un papel crucial para poder definir que se ha logrado una presión estabilizada y representativa o el yacimiento continúa en ese proceso.

III.3 Pozos horizontales

Ya se mencionó que las herramientas de registros de presión generalmente son bajadas mediante línea de acero, por lo cual, la naturaleza de los pozos horizontales complicaría de forma significativa el recorrido de la herramienta por toda la longitud del pozo, lo cual desencadenaría una medición errónea e incompleta de los datos del pozo, esto principalmente se debería a que la profundidad de la última estación no cumpliría las condiciones de distancia respecto a la zona disparada, en estos casos se recomienda instalar un sensor permanente de presión de fondo.

III.4 Yacimientos de baja permeabilidad

Para los pozos ubicados en yacimientos de baja permeabilidad (permeabilidad menor a 0.1md), no se recomienda realizar registros de presión de fondo cerrado debido al riesgo que representa para la producción de este; el problema sería el tiempo que tardaría el yacimiento en establecer una presión estática.

III.5 Manejo de las estaciones

Como ya se mencionó en capítulos pasados las estaciones deben planearse de manera precisa para poder obtener las lecturas más representativas a lo largo del pozo, en caso no planear las estaciones de manera correcta pueden presentarse varios problemas al momento de la interpretación de los datos.

En el capítulo II, los espaciamientos entre las estaciones deben estar en función de la profundidad del intervalo productor, además de que deben tener un espacio consistente entre ellas, para poder realizar de una manera más eficiente el perfil tanto de presión, como de temperatura; en caso de no programar las estaciones de una manera adecuada se pueden pasar por alto algunas fallas en las tuberías.

De la misma forma, la última estación debe ser ubicada de manera precisa sobre el intervalo productor, ya que, si la estación se encuentra justamente en el intervalo productor, el flujo del hidrocarburo no se ha estabilizado y esto generará que la sonda choque con las paredes de la tubería gracias al flujo turbulento; por el otro lado, si la estación se ubica muy por encima del intervalo productor, la presión y temperatura registradas no serán realmente representativas del fondo del pozo.

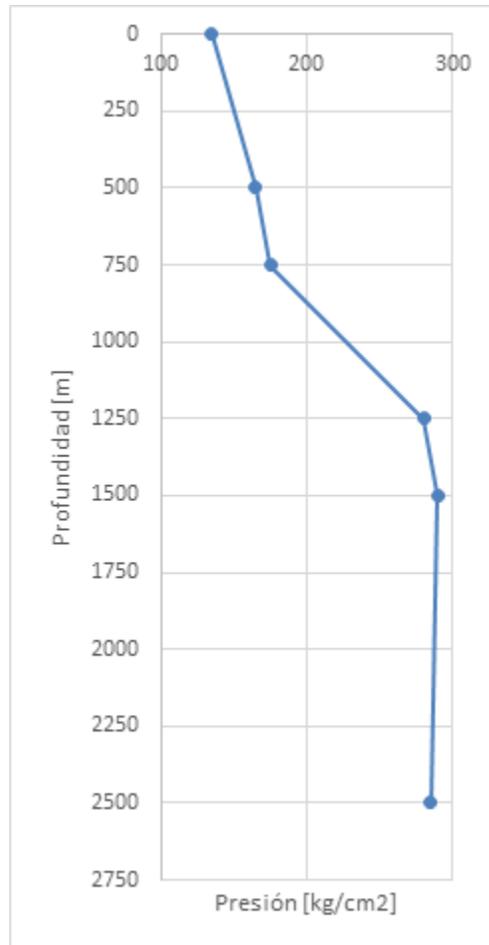


Fig. III.5.1 Perfil de presión RPF, (*Derechos reservados, FBA*).

Lo mencionado en el párrafo anterior se puede visualizar más efectivamente en la **Fig III.5.1**, donde se visualiza que las estaciones no tienen un espaciamiento constante y por ello al analizarlas se puede observar una incongruencia en las presiones a las distintas profundidades.

Por otro lado, el tiempo que se mantiene el sensor en cada estación es de suma importancia, si se deja menos tiempo del necesario (se recomienda un mínimo de 15 a 30 minutos), se corre el riesgo de que la medición no sea la representativa de dicha profundidad, para saber que ya pasó el tiempo necesario en cada estación es mediante una observación detenida de los datos.

Para el RPF, se puede verificar cuando ya fue suficiente tiempo en una estación con la curva de temperatura, pues al estabilizarse esta, se podrá calcular la presión, por la parte de los RPF, la presión indicará de una manera muy clara, pues no deberá variar.

IV. Funcionamiento físico de las sondas de presión temperatura

Se pueden realizar dos clasificaciones de las sondas modernas, una de ellas es por su principio de funcionamiento, es decir, si es mecánico, de cristales de cuarzo o bien, de zafiro, por otro lado, también se pueden clasificar en el método de transmisión de datos.

IV.1 Método de transmisión.

El manejo de los datos adquiridos con las sondas de presión-temperatura puede realizarse de dos formas, de manera directa (*wireline*) e indirecta (*slickline*); cada una cuenta con sus ventajas y desventajas

IV.1.1 Método de wireline

En este método se necesitará ingresar la sonda conectada a un cable eléctrico que a su vez es dirigido al camión de registros.

Una de las ventajas de este método es que los registros pueden tener una mayor duración, debido a que se le administra energía constantemente a la herramienta, además de que los datos son procesados y almacenados directamente en un equipo de cómputo en la superficie.

La principal dificultad de este método se refiere al costo que refiere este método.

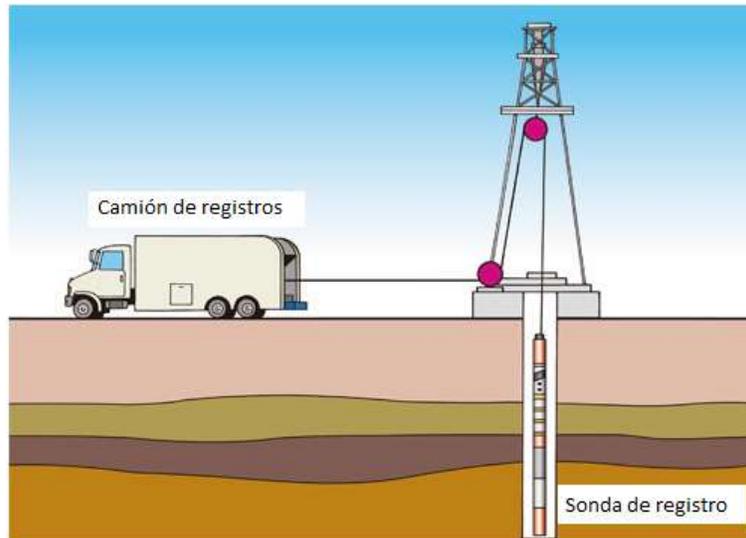


Fig. IV.1.1.1 Esquema del método *wireline*. (Saltwork Consultants, 2018)

IV.1.2 Método por memoria (*Slickline*)

En este método la sonda ya va integrada con una batería y una sección de memoria donde se almacenarán los datos registrados, ésta se baja con un cable de acero hasta las profundidades deseadas para posteriormente recuperarla.

En este caso la herramienta debe programarse para registrar los datos dependiendo de la planeación del registro, con esta programación se deberá verificar que la herramienta tenga las condiciones de memoria y duración de la batería para cumplir su objetivo.

Este método es mucho más económico debido a que no se necesita de un camión de registros, al extraer la sonda se recuperan los datos registrados en su memoria a través de software especializados; la limitante principal es el soporte de la batería a las condiciones de temperatura del pozo, las baterías más usadas son las de litio, debido a que son las más resistentes a las altas temperaturas.

En la **Fig. IV.1.2.1** muestra el montaje básico de la línea de acero, una celda de carga sujeta a una polea se activa por la tensión del alambre que corre por la polea. La línea de acero corre desde el tambor hacia la polea, la cual lo dirige hacia arriba formando un ángulo agudo. Gira 180° por una segunda polea y se introduce en el prensaestopas desde donde penetra en el pozo a través del lubricador. La válvula ciega, que está encima del árbol de válvulas, contiene arietes opuestos que pueden cerrarse para sellarse uno contra otro sin retirar el alambre, lo cual proporciona una barrera alternativa para la presión en el caso de que falle el mecanismo de sellado del prensaestopas.

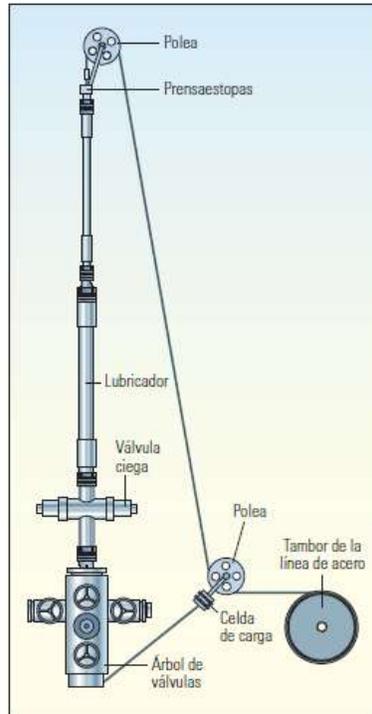


Fig. IV.1.2.1 Esquema de instalación del slickline ,(La línea de acero marca un hito, Schlumberger).

IV.2 Principio de funcionamiento

A lo largo de los años las sondas de presión temperatura han mejorado su principio de funcionamiento con el avance de la tecnología, las primeras sondas funcionaban a través de un transductor mecánico, posteriormente de deformación, después de capacitancia y actualmente las sondas más ocupadas son las que funcionan con transductores de tensión, zafiro y de cuarzo.

IV.2.1 Sondas con transductores mecánicos

Estas primeras sondas convertían la energía en una fuerza mecánica que generaba los registros en un dispositivo, el elemento sensible a la presión es un tubo Bourdon helicoidal, éste giraba y realizaba una marca en una placa que generalmente era de metal recubierto, dicha placa se recuperaba y se interpretaba con una máquina óptica de alta precisión.

Históricamente la sonda **Amereda RPG-3** fabricada por **Geophysical Researcher Corporation** (Fig. IV.2.1.1) fue la más utilizada a partir de la década de los 30's, el funcionamiento se describe a continuación:

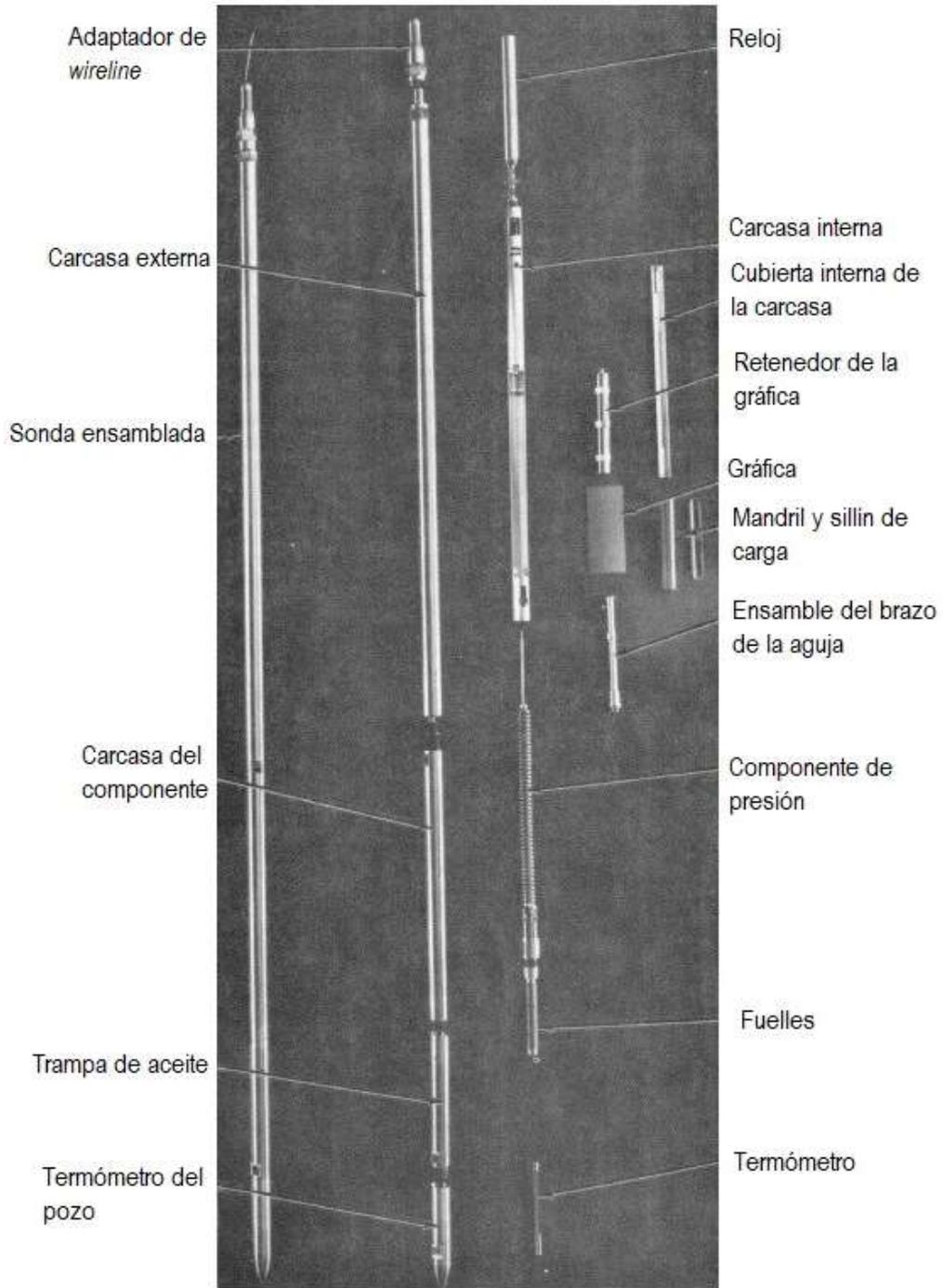


Fig. IV.2.1.1 Sonda Amereda RPG-3, (Geophysical Research Corp).

- 1) Se baja la sonda dentro de la tubería de producción.
- 2) Los fuelles admiten el fluido que posteriormente ingresará al tubo Bourdon helicoidal (componente de presión).
- 3) Se genera un movimiento en el componente de presión debido a los cambios de presión.
- 4) Dichos cambios de presión serán registrados por medio del contacto de la aguja con la gráfica que generalmente es de latón recubierta de una pintura especial de color gris oscuro.
- 5) La gráfica está controlada por el reloj de la herramienta, con ello se obtiene un gráfico de presión contra tiempo.
- 6) Se debe verificar la máxima temperatura registrada en el termómetro, debido a que la calibración del componente de presión puede verse afectada a temperaturas altas (mayores a 200°F (93 °C)).
- 7) El gráfico obtenido debe leerse específicamente con el lector de gráficos fabricado por Geophysical Research Corporation.

Tanto el reloj como el componente de presión pueden ser cambiados dependiendo de las necesidades de la prueba, el rango de operación del reloj de esta herramienta va desde las 3 hasta las 180 horas, mientras que el componente de presión abarca desde los 500 hasta los 2500 psi.

Actualmente ya no son muy usados debido a sus características obsoletas en la medición y su falta de capacidad de lectura en tiempo real en superficie, solo en casos de que el pozo sea de alta temperatura las herramientas mecánicas son recomendables.

IV.2.2 Sondas con transductores de deformación

El medidor de deformación está unido a una placa de metal y conectado eléctricamente a un circuito de resistencia de puente de Wheatstone, cuando la placa se deforma debido a la presión se genera un cambio en la resistencia, éste se mide como voltaje de algunos minivolts (**Fig. IV.2.2.1**). Los circuitos electrónicos de la herramienta transforman esta respuesta para que sean datos almacenables.

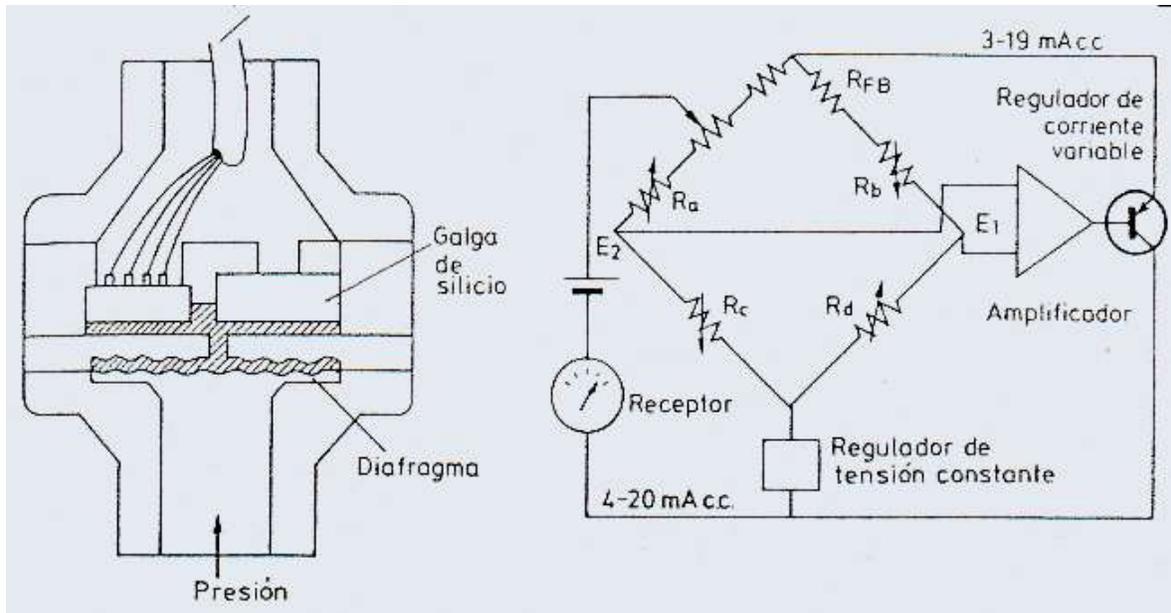


Fig. IV.2.2.1 Esquema del funcionamiento de los transductores de deformación, (*Medidores de deformación por resistencia: galgas extensiométricas, Silva Ortega, C.,*).

Lamentablemente los componentes electrónicos no son muy estables a temperaturas altas por lo cual sufre consecuencias como:

- Desvío de la herramienta.
- Una alta histéresis.
- Posibles afectaciones en la exactitud de la herramienta.

La sonda de presión BP16 de LCM Systems funciona con este principio, sus especificaciones son descritas a continuación:

- Rangos de presión desde 100 hasta 15000 psi.
- Rangos de temperatura desde -20 hasta 70 °C.
- Exactitud: $\pm 0.1\%$.
- Repetitividad: $\pm 0.1\%$.

Esta herramienta funciona con *wireline*, por lo que los datos adquiridos son transmitidos a superficie en tiempo real.

IV.2.3 Sondas con transductores de capacitancia

El principio de la capacitancia se refiere a la relación entre la carga eléctrica y la diferencia de potencial entre cada conductor, las herramientas que funcionan con este principio se pueden clasificar en dos tipos:

- Transductor compuesto de dos placas de Inconel (aleación de base níquel), separadas por un espacio de $2/1000''$, una de las placas tiene contacto con el fluido, mientras la presión va cambiando el espacio entre las dos placas disminuye, dicha variación se registra como un cambio de frecuencia.
- Transductor compuesto de dos placas de Inconel recubiertas de cuarzo, éstas están separadas por una distancia de $1/1000''$, de igual forma el cambio de presión se registra como un cambio de frecuencia.

Los sensores que funcionan con este principio tienen una buena respuesta de frecuencia, baja histéresis, excelente estabilidad y repetitividad, las desventajas radican en la gran sensibilidad a las altas temperaturas, aceleración, orientación y al ruido mecánico.

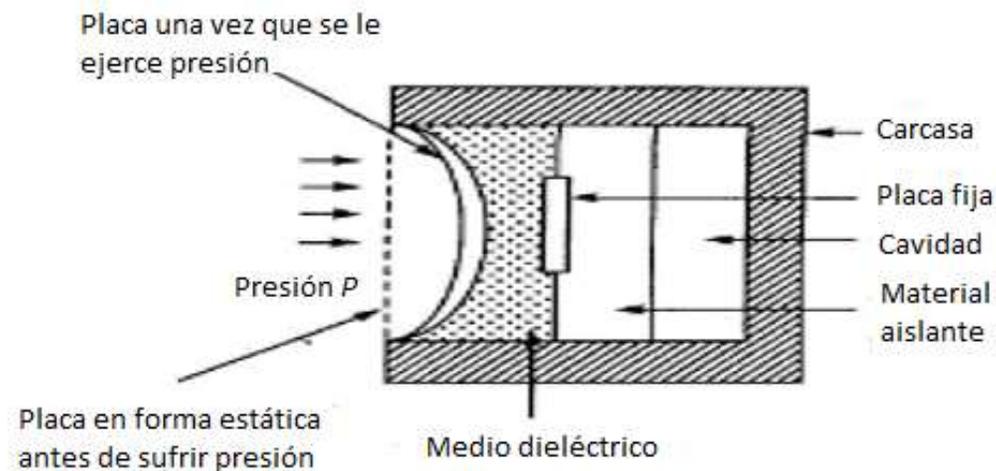


Fig. IV.2.3.1 Diagrama del funcionamiento de un transductor de capacitancia (*Mechatronics, M.D. Singh*).

La **Fig. IV.2.3.1** muestra el diagrama de funcionamiento de los transductores de capacitancia tal y como se explicó con anterioridad.

IV.2.4 Sondas con transductores de cuarzo

Los cristales de cuarzo vibran a su propia frecuencia de resonancia una vez que son expuestos a alguna fuente de energía externa, en este caso las fuentes de energía serán la presión y la temperatura. El cristal es conectado a un circuito eléctrico que oscilará en función del estímulo de la presión y de la temperatura.

La primera sonda con esta tecnología fue desarrollada en la década de los 70s, diseñada por Hewlett-Packard (HP), contaba con un arreglo de dos cristales, uno para la medición y otro que sería usado como referencia. El cristal de medición mide los cambios tanto de presión como de temperatura; el cristal de referencia solo es expuesto a los cambios de temperatura, con estas mediciones se podrá compensar los efectos por temperatura en el cristal de medición. Los cristales deben ser fabricados de la misma forma, para que su frecuencia de resonancia sea lo más aproximada posible.

En la **Fig. IV.2.4.1** se muestran las partes de la sonda HP 2813B, dicha sonda es usada con el método de *wireline*, los datos son transmitidos mediante al cable y pueden ser interpretados en tiempo real.

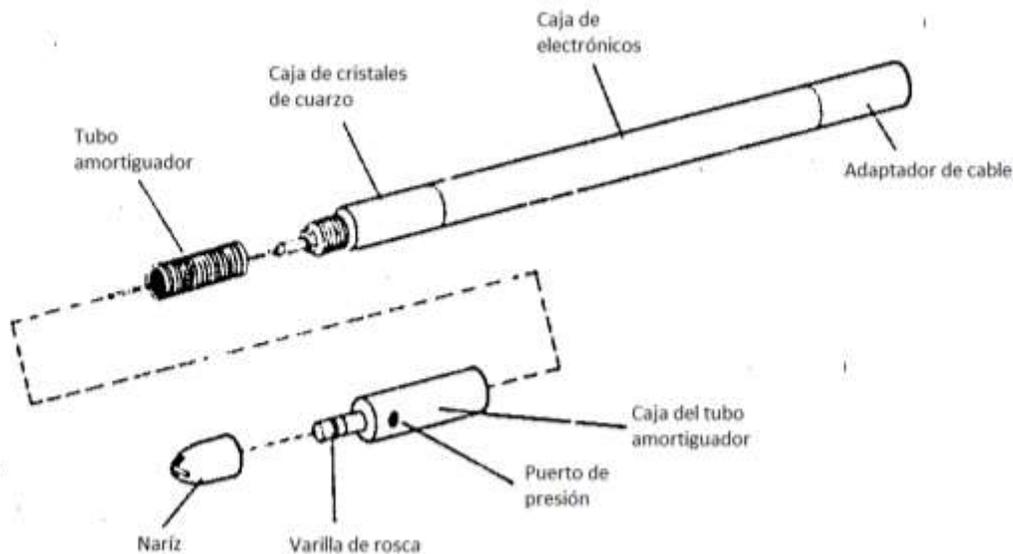


Fig. IV.2.4.1 Partes de la sonda HP 2813B, (*Operating and Service Manual, Quartz Pressure Gauge System Model 2813B*).

Posteriormente *Quartzdyne* diseño una sonda que contaba con tres cristales de cuarzo, el primero de ellos se encarga de medir los cambios de presión, el segundo se encarga específicamente los cambios de temperatura y el tercero es el cristal de referencia que tiene una sensibilidad menor tanto a la presión como a la temperatura, éste funciona para realizar correcciones.

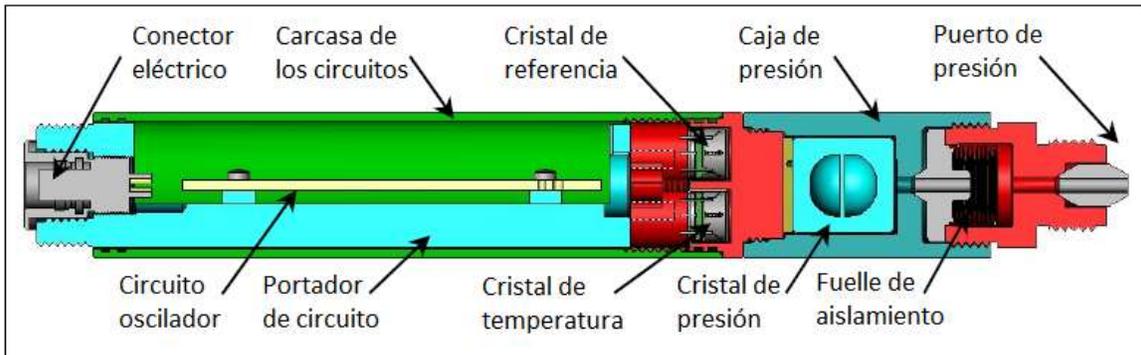


Fig. IV.2.4.2 Partes de la sonda Quartzdyne Modelo QUB, (*Operating Manual for Quartzdyne*).

Generalmente las sondas de cuarzo ocupan una memoria interna donde almacenan los datos registrados, por ello éstas ocupan el método de *slickline*, en la **Fig. IV.2.4.3** se muestra el modelo **1.25" Quartz Memory Tool**, ésta ocupa la tecnología descrita con anterioridad.



Fig. IV.2.4.3 Esquema de la herramienta 1.25" Quartz Memory Toll, (*Quartzdyne*).

Sus especificaciones son las siguientes:

- Rangos de presión desde 14.7 hasta 30000 psi.
- Rangos de temperatura desde 25 hasta 200 °C.
- Exactitud: $\pm 0.025\%$.
- Capacidad de memoria >5500000 de datos.
- Duración de batería 210 días.

Con los años, la empresa *Schlumberger* creó su propio diseño de sonda, la cual cuenta únicamente con un cristal que se encarga de medir los cambios de presión y de temperatura, su estructura está diseñada con un resonador que está acoplado a un oscilador de modo dual, la primera frecuencia de resonancia registra las variaciones de presión, mientras que la segunda las variaciones de temperatura.

La principal ventaja de este tipo de herramientas es que la medición tanto de la temperatura como de la presión se realizan en un mismo punto, con esto se minimizan los errores de las mediciones por tiempo y espacio, la desventaja radica en el alto costo y la fragilidad de la herramienta.

La herramienta mostrada en la **Fig. IV.2.4.4** es parte del portafolio que ofrece la empresa *Schlumberger*, las especificaciones se muestran a continuación:

- Rango de presión desde 14.7 hasta 16000 psi.
- Rango de temperatura desde 25 hasta 175 °C.
- Exactitud: ± 1.2 psi y ± 0.2 °C.
- Resolución: 0.003 psi y 0.001 °C.
- Capacidad de memoria 5000000 de datos.



Fig. IV.2.4.4 Esquema de la sonda *Signature CQG*, (*Schlumberger*).

Actualmente, además de las modificaciones realizadas a los cristales de cuarzo para poder mejorar los registros de la presión y temperatura, la posibilidad de recuperar los datos por diferentes medios ha llevado a las empresas a realizar modificaciones en las sondas, la empresa *PPS* cuenta con la sonda de memoria de cuarzo *PPS28 NEO* (**Fig. IV.2.4.5**), la cual cuenta con un sistema de transmisión de datos de forma inalámbrica (*Bluetooth*), con este los datos registrados pueden ser recabados desde cualquier dispositivo *Android*.

Al ser una sonda de memoria, esta herramienta realiza la recolección de datos por medio de *slickline*, las especificaciones son descritas a continuación:

- Rango de presión desde 14.7 hasta 30000 psi.
- Rango de temperatura desde 25 hasta 200 °C.
- Exactitud: $\pm 0.02\%$ psi y $\pm 0.2\%$ °C.
- Resolución: < 0.01 psi y < 0.005 °C.
- Capacidad de memoria 2000000 de datos.



Fig. IV.2.4.5 Esquema de sonda de memoria de cuarzo PPS NEO, (PPS Inc.).

Estas sondas, además de ser utilizadas en pozos petroleros, pueden adaptarse para su aplicación en pozos geotérmicos, el buen funcionamiento de ellos no está dominado por la presión, sino que la determinación de una buena producción de estos será la temperatura, por lo cual las adaptaciones que deben realizarse en las sondas deben ser enfocadas en una mayor tolerancia a la temperatura.

La empresa *PPS Inc.* cuenta con una sonda de cuarzo denominada *PPS71*, las adaptaciones realizadas para que pudiera soportar las altas temperaturas de los pozos constan en electrónicos más resistentes además de tecnología que asimila un frasco de vacío (termo), con lo cual se pueden soportar temperaturas de hasta 350 °C por cuatro horas, además de ellos, dicha herramienta tiene la ventaja de poder almacenar los datos en su memoria interna o bien, transmitirlos en tiempo real a la superficie, es decir, funciona con *wireline* y *slickline*. Sus especificaciones son las siguientes:

- Rango de presión desde 14.7 hasta 18000 psi.
- Rango de temperatura desde 25 hasta 350 °C.
- Exactitud: $\pm 0.02\%$ psi y $\pm 0.5\%$ °C.
- Resolución: < 0.01 psi y < 0.01 °C.
- Capacidad de memoria 2000000 de datos.

Además, esta herramienta también cuenta con los accesorios para poder realizar registros de flujo, CCL y rayos gamma (**Fig. IV.2.4.6**).



Fig. IV.2.4.6 Sonda geotérmica de cuarzo PPS71, (PPS Inc.).

IV.2.5 Sondas con transductores de zafiro

Las sondas de zafiro tienen un principio de funcionamiento muy similar al de las sondas de deformación, pero en este caso en vez de ser placas de Inconel usa cristales de zafiro, éstos reaccionan a los cambios de presión y temperatura, éstos son registrados en forma de cambio de frecuencia.

Estas sondas no tienen el alcance de presión o temperatura que tienen las sondas de cuarzo, debido a ello son usadas en pozos de presiones y temperaturas convencionales.

PPS Inc. cuenta con dos herramientas que funcionan con este principio, a continuación, se mostrarán sus características:

Modelo: PPS25 (**Fig. IV.2.4.7**):

- Rango de presión desde 14.7 hasta 15000 psi.
- Rango de temperatura desde 25 hasta 177 °C.
- Exactitud: $\pm 0.03\%$ psi y $\pm 0.5\%$ °C.
- Resolución: $< 0.0003\%$ psi y < 0.01 °C.
- Capacidad de memoria 2000000 de datos.



Fig. IV.2.4.7 Sondas de memoria de silicón-zafiro PPS25, (PPS Inc.).

El esquema de la herramienta PPS25 (**Fig. IV.2.4.7**) se muestran dos diámetros de herramientas, dependiendo de las características del pozo será la elección del diámetro.

Modelo PPS25XM (**Fig. IV.2.4.8**):

- Rango de presión desde 14.7 hasta 30000 psi.
- Rango de temperatura desde 25 hasta 177 °C.
- Exactitud: $\pm 0.03\%$ psi y $\pm 0.5\%$ °C.
- Resolución: $< 0.0003\%$ psi y < 0.01 °C.
- Capacidad de memoria 2000000 de datos.



Fig. IV.2.4.8 Sonda de memoria de silicón-zafiro PPS25XM, (PPS Inc.).

La característica especial de esta sonda es su resistencia a las altas concentraciones de CO_2 y H_2S , siendo una sonda que puede realizar los registros en los pozos contaminados donde otras herramientas fallarían.

IV.2.6 Sondas con nuevas tecnologías

La constante innovación tecnológica ha llevado a las sondas a mejorar, actualmente se pueden encontrar otras alternativas en el mercado tales como las sondas que ocupan fibra óptica o bien, que transmiten los datos de forma acústica.

IV.2.6.1 Sondas con sensores FBG

Los sensores FBG consisten en una red Bragg incorporada en un segmento pequeño de fibra óptica, la variación de la presión y la temperatura afectan el índice refractivo del FBG, ésta generará los perfiles de presión y de temperatura.

La sonda *SmartPort*, de *Smart fibres* (**Fig. IV.2.6.1.1**), cuenta con esta tecnología, debido a su principio de funcionamiento no cuenta con electrónicos, puede trabajar en yacimientos de alta presión y temperatura y tiene un bajo costo, sus especificaciones se muestran a continuación:

- Rango de presión desde 14.7 hasta 20000 psi.
- Rango de temperatura desde -20 hasta 200 °C.
- Exactitud: ± 20 psi y $\pm 0.1\%$ °C.
- Resolución: $< 0.005\%$

Los datos recolectados son transmitidos por la fibra óptica hasta la superficie.

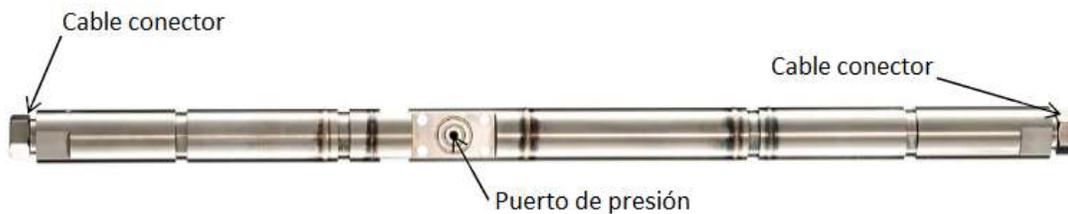


Fig. IV.2.6.1.1 Esquema de la Sonda *SmartPort* FBG, (*Smart Fibres*).

IV.2.6.2 Sondas con transmisión acústica

Estas sondas realizan la medición de los cambios de presión y temperatura mediante un cristal de cuarzo, una vez realizada la medición, se envían señales de sonido con la información a través de la pared de la tubería de producción, estas señales pueden ser intensificadas con repetidores colocados a lo largo de la tubería con la finalidad de tener confiabilidad en que los datos sean los correctos, una vez que llegan a superficie son interpretadas por un decodificador y generarán el perfil de presión y temperatura.

La herramienta *SonicGauge* de *Acoustic Data*, proporciona rangos de presión de operación hasta de 16000 psi y de temperatura de 150°C.

Empresa	Modelo	Tipo de sensor	Método de transmisión	Máxima presión [psi]	Exactitud de presión [psi]	Resolución de presión [psi]	Máxima temperatura [°C]	Exactitud de temperatura [°C]	Resolución de temperatura [°C]
PPS Inc.	PPS26	Cuarzo	Wireline	30000	± 0.02%	<0.01%	200	±0.2	<0.005
Spartek Systems	SS5063	Cuarzo	Memoria (4,000,000 datos)	16000	±0.02%	0.00006%	177	±0.5	<0.005
Spartek Systems	SS5067	Cuarzo	Memoria (4,000,000 datos)	35000	±0.025%	0.00006%	177	±0.5	<0.005
Spartek Systems	SS5200	Cuarzo	Memoria (4,000,000 datos)	35000	±0.025%	0.00006%	200	±0.5	<0.005
Schlumberger	TQPR Signature	Cuarzo	Wireline / Memoria (5,000,000 datos)	16000	±0.015%	0.005%	175	±0.2	0.001
Schlumberger	TUPR Signature HP	Cuarzo	Wireline / Memoria (5,000,000 datos)	30000	±0.015%	0.01%	175	±0.2	0.001
Schlumberger	THQR Signature HPHT	Cuarzo	Wireline / Memoria (1,250,000 datos)	30000	±0.015%	0.01%	210	±0.2	0.001
Schlumberger	THXR Signature Xtreme	Cuarzo	Memoria (1,250,000 datos)	25000	±0.015%	0.01%	225	±0.2	0.001
Probe	Kuster Quantum	Cuarzo	Memoria (8,000,000 datos)	20000	±0.02%	0.00006%	177	±0.25	0.001
PPS Inc.	PPS26	Silicón-Zafiro	Wireline	20000	± 0.03%	0.0003%	177	±0.5	0.01
Spartek Systems	SS2500	Zafiro	Memoria (4,000,000 datos)	15000	± 0.024%	0.0003%	150	±0.5	0.001
Spartek Systems	SS2700	Zafiro	Memoria (4,000,000 datos)	15000	± 0.024%	0.0003%	170	±0.5	0.001

Tabla IV.3.1 Comparación de diferentes sondas de presión temperatura, (Derechos reservados, FBA).

IV.3 Elección de la sonda

A lo largo del presente trabajo se han presentado diferentes aspectos de los registros de presión-temperatura, de las múltiples herramientas con las que se han realizado a lo largo de la historia, su ventajas y desventajas además de las maneras de análisis de los datos que se obtienen, por lo cual en esta sección se realizará un resumen de todas las consideraciones y posibles resultados que se obtienen de los registros.

Para comenzar a realizar la planeación de un registro de presión de fondo, se deben conocer las características del pozo: que configuración maneja, estado mecánico, tipo de fluido que se tiene (gas, aceite, agua o combinado), propiedades básicas del pozo (presión inicial, presión actual, temperatura inicial, temperatura actual y estado de la producción) además de conocer las propiedades del fluido en el que se trabajará (densidad, viscosidad y contaminación).

Tomando en cuenta todo lo anterior se puede diseñar la prueba, es decir, la duración que tendrá, el número de estaciones a manejar y más importante, la sonda correcta tanto tecnológicamente hablando, como económicamente.

En la **Tabla IV.3.1**, se muestran algunas de las sondas de diferentes empresas, en cada una se describen sus características, tanto del principio de funcionamiento, método de transmisión, presión y temperatura máxima, así como su exactitud y resolución; cada una de ella puede ser aplicada en diferentes tipos de pozos, lo que se explicará a continuación es una metodología para poder realizar una elección sustentada de la herramienta.

Lo primero que se debe realizar es la verificación las condiciones del pozo, es decir, si el pozo a analizar se encuentra en tierra o costa fuera, en el caso de que el pozo sea terrestre, la operación puede llevarse de una manera más sencilla esto debido a la facilidad de transportar el equipo necesario para realizar el registro una vez que el pozo está produciendo, en el caso contrario, los registros en plataformas con pozos productores no son muy frecuentes, debido al mayor riesgo que implica la operación, generalmente cuando se planifica realizar un registro, se adaptan distintas herramientas para medir diferentes propiedades del pozo, debido a esto, las sondas de presión temperatura que se ocupan en plataforma son de *wireline*.

Debemos también conocer el estado mecánico del pozo, saber si ha presentado alguna obstrucción y principalmente, la profundidad de la o las zonas disparadas, en el caso de ser un pozo horizontal, las

medidas de presión y temperatura se recomiendan hacer con una sonda permanente de fondo; además se verificará la integridad del árbol de producción.

Posteriormente de conocer el estado físico del pozo y su localización se revisarán los datos que se tengan del pozo:

- Presión inicial.
- Temperatura inicial.
- Presión de producción actual (si es que se cuenta).
- Temperatura actual del pozo (si es que se cuenta).

Al conocer estos parámetros se pueden verificar los rangos a utilizarse en la sonda y con ello poder adquirir la más viable. En el caso de que el pozo cuente con una presión mayor a 16,500 psi varias de las sondas mostradas en la **Tabla IV.3.1** quedan descartadas, a continuación, se debe revisar el parámetro de temperatura, en el caso de que el pozo tenga una temperatura de 180 °C, las opciones se reducen a cuatro herramientas:

- PPS26, PPS Inc.
- SS5200, Spartek Systems.
- THQR Signature HPHT, Schlumberger.
- THXR Signature Xtreme, Schlumberger.

Se debe realizar el plan del registro, cuánto tiempo durará, cuántas estaciones se implementarán, cuanto tiempo deberá transcurrir en cada una, la frecuencia con que se registrarán los datos y, por ende, el número de datos a registrarse, con ello se podrá observar si conviene más una sonda de memoria o bien, una de *wireline*. Otro factor que también deberá verificarse es la exactitud y resolución que tendrán los datos recabados.

Una vez seleccionada la sonda y realizada la planeación del registro, se puede proceder a realizarlo como se explicó en el capítulo III.

IV.4 Reporte de operaciones

El reporte correcto de los datos ayudará a que puedan ser interpretados de una manera más eficiente, con esto se podrán realizar predicciones del comportamiento del pozo.

A continuación, se presentan los formatos sugeridos para reporte de registros de presión de fondo (**Tabla IV.4.1** y **Tabla IV.4.2**), los datos pueden ser graficados y con ello identificar si el registro se realizó de forma correcta o no, gracias al gradiente de presión se podrá conocer que tipo de fluido se encuentra a cada una de las profundidades, entre más se acerque a 0.1 querrá decir que el fluido predominante es líquido (agua), mientras que si es más cercano a 0 el fluido predominante es gas.

Al contar con los datos de producción, tanto en el registro de presión de fondo cerrado como fluyendo, se podrá calcular el índice de productividad.

REGISTRO DE PRESIÓN FONDO CERRADO

ACTIVO:	
POZO:	
LUGAR:	
OPERADOR:	
OPERARIO:	

FECHA INICIO:			
FECHA DE TERMINO:			
SONDA:			
NÚMERO DE ESTACIONES:			
INTERVALO (mv.):		A	
INTERVALO (md.):		A	
PRESIÓN ANTES DEL CIERRE			kg/cm2
GASTO DE ACEITE ANTES DE CIERRE:			bb/día
GASTO DE GAS ANTES DE CIERRE:			Mpc/día
GASTO DE AGUA ANTES DE CIERRE:			bb/día

CALCULAR

REGISTRO DE PRESION POR ESTACIONES CON POZO CERRADO BAJANDO

TIEMPO TRANSCURRIDO	ESTACIÓN	TIEMPO POR ESTACIÓN	PRESIÓN		GRADIENTE	TEMPERATURA		GRADIENTE
			psi	Kg/cm2		°F	°C	
hrs.	m.	min.			Kg/cm2/m			°C/m

Tabla IV.4.1 Reporte de operaciones para registros de presión de fondo cerrado, (Derechos reservados, FBA)

REGISTRO DE PRESIÓN FONDO FLUYENDO

ACTIVO:		FECHA INICIO:			
POZO:		FECHA DE TERMINO:			
LUGAR:		SONDA:			
OPERADOR:		NÚMERO DE ESTACIONES:			
OPERARIO:		INTERVALO (mv.):		A	
		INTERVALO (md.):		A	

CALCULAR

REGISTRO DE PRESION POR ESTACIONES CON POZO FLUYENDO											
TIEMPO TRANSCURRIDO	ESTACIÓN	TIEMPO POR ESTACIÓN	PRESIÓN		GRADIENTE	GASTO DE ACEITE	GASTO DE GAS	GASTO DE AGUA	TEMPERATURA		GRADIENTE
			psi	Kg/cm2					°F	°C	
hrs.	m.	min.			Kg/cm2/m	bbl	Mpc	bbl			°C/m

Tabla IV.4.2 Reporte de operaciones para registros de presión de fondo cerrado, (Derechos reservados, FBA).

Conclusiones

Los registros de presión y temperatura de fondo pueden aportar información vital para conocer el comportamiento de los pozos, por ejemplo: las profundidades de los contactos de los diferentes fluidos; lamentablemente los requerimientos para estos registros complican muchas veces su realización, en el caso de los registros de presión de fondo cerrado para obtener una lectura estable de las presiones el pozo debe dejar de producir por un largo periodo de tiempo.

En el caso que se siguieran las recomendaciones presentadas en este texto, se podrían diagnosticar los comportamientos de los pozos y con ello realizar diferentes predicciones a futuro, pensando en los escenarios donde los pozos están perdiendo energía de una forma acelerada se podría proponer alternativas para su mejora de producción.

Además de ello, conocer el funcionamiento general y especificaciones de las herramientas utilizadas permitirá que se puedan aprovechar al máximo, y con ello se resolverán los problemas que se presenten; la situación es que actualmente no se cuenta con suficiente literatura para poder explicar el proceso general de las sondas de presión-temperatura lo cual dificulta su utilización.

Para finalizar, la innovación de la tecnología ha permitido a la industria realizar diferentes procesos de una forma más eficiente y económicamente rentable, las sondas de presión-temperatura son herramientas que constantemente evolucionan a formas de funcionar que permiten mejores y mayores datos del interior del pozo, esto se puede observar en las nuevas tecnologías sónicas o por fibra óptica, dichas sondas presentarán un nuevo horizonte para la medición de manera directa, segura y confiable tanto de la presión, como de la temperatura, permitiendo así un monitoreo más sencillo de los pozos.

Bibliografía

- [1] Glover, P. (2000). *Petrophysics Msc Course Notes*. Aberdeen.
- [2] McAleese, S. (2000). *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing*. Elsevier.
- [3] Fundamentals of formation testing. (2006). Sugar Land, Tex.: Schlumberger Marketing Communications.
- [4] Kikani, J. (2013). *Reservoir surveillance*. Richardson, Texas: Society Of Petroleum Engineers.
- [5] Gazda, I. I., Cantlon, H. L., & Kingelin, G. F. (1979, January 1). Downhole Shut-Off Tool. Society of Petroleum Engineers.
- [6] Enyekwe, A. E., & Ajenka, J. A. (2014, August 5). Comparative Analysis of Permanent Downhole Gauges and their Applications. Society of Petroleum Engineers.
- [7] Kikani, J., Fair, P. S., & Hite, R. H. (1997, December 1). Pitfalls in Pressure Gauge Performance. Society of Petroleum Engineers.
- [8] Miller, G. B., Seeds, R. W. S., & Shira, H. W. (1972, January 1). A New, Surface Recording, Down-Hole Pressure Gauge. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Veneruso, A. F., Ehlig-Economides, C., & Petitjean, L. (1991, January 1). Pressure Gauge Specification Considerations in Practical Well Testing. Society of Petroleum Engineers.
- [10] Jones, J. W., & Bennett, J. D. (1963, December 1). A New Bottom-Hole Pressure Gauge. Society of Petroleum Engineers.
- [11] Amine Ennaifer, Palma Giordano, Stephane Vannuffelen, Bengt Arne Nilssen, Ifeanyi Nwagbogu, Andy Sooklal, Carl Walden. (2014). Un avance significativo en las operaciones de pruebas de pozos. *Oilfield Review*, 26, 34 - 45.
- [12] Quartzdyne. (2017, mayo). Operating Manual for Quartzdyne Frequency Output Pressure Transducers.
- [13] Pioneer Petrotech. (s.f.-a). Products manufactured by PPS | Pioneer Petrotech Services (PPS). Recuperado 5 marzo, 2019, de <http://www.pioneerps.com/pages/Products/pps25.html>
- [14] Pioneer Petrotech. (s.f.-b). Critical Memory Gauge | PPS25XM. Recuperado 5 marzo, 2019, de <http://www.pioneerps.com/pages/Products/pps25xm.html>
- [15] Pioneer Petrotech. (s.f.-c). Quartz Electronic Memory Gauge | PPS28. Recuperado 5 marzo, 2019, de <http://www.pioneerps.com/pages/Products/pps28.html>
- [16] Pioneer Petrotech. (s.f.-d). Geothermal Tools | PPS71 PT. Recuperado 5 marzo, 2019, de <http://www.pioneerps.com/pages/Products/pps71PT.html>

[17] Schlumberger. (s.f.). Signature Quartz Gauges, HPHT High-Resolution Pressure Measurement | Schlumberger. Recuperado 5 marzo, 2019, de https://www.slb.com/services/characterization/testing/downhole_pressure_measure/signature_quartz_gauges.aspx

[18] Spartek Systems. (s.f.). Sapphire Pressure Gauge. Recuperado 5 marzo, 2019, de http://www.sparteksystems.com/Sapphire_Pressure_Gauge.aspx

[19] Probe. (s.f.). Downhole Instrumentation | Probe | Kuster | Oil & Gas | Geothermal. Recuperado 5 marzo, 2019, de <https://www.probe1.com/downhole-instrumentation-solutions>

[20] Castro, I. (2018). Notas de Apoyo para el curso: Caracterización Dinámica de Yacimientos.

[21] Silva Ortega, Carlos. (2007). Medidores de deformacion por resistencia: galgas extensiométricas. Recuperado 5 de marzo, 2019. Scientia Et Technica.