



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
División en Ciencias de la Tierra**

**TECNOLOGÍAS DE MONITOREO
EN TIEMPO REAL EN POZO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO GEOFÍSICO
P R E S E N T A:
GLORIA ARANGO SOLANO



DIRECTOR: ING. HECTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

MÉXICO, D.F.

JUNIO 2009.

DEDICATORIA

A Dios...

A mis padres Luisa Solano Hernández y Doroteo Arango Vásquez, porque me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento.

Gracias por todo papá y mamá, por darme una carrera y por creer en mí, aunque hemos pasado momentos difíciles siempre han estado apoyándome y brindándome todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén a mi lado.

Los quiero mucho y este trabajo es para ustedes...

AGRADECIMIENTOS

A mis hermanos Luis, Omar y Jorge, porque siempre he contado con ellos; gracias por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

A mis abuelos y a todos mis familiares, que aunque me resulta muy difícil poder nombrarlos en tan poco espacio, ustedes saben quienes son; muchísimas gracias por su amor y su apoyo.

A David Manzano Domínguez, por todas las alegrías vividas juntos, por su amistad y por su amor.

A mis más queridos amigos, pues su consejo ha sido parte de mi esfuerzo; les agradezco su espacio y el tiempo que me pudieron brindar. En especial a Isabel, Rubí, Laura, Nora y algún otro cercano a mí que en este momento puedo olvidar y que supieron apoyarme de manera especial cuando los necesite.

Al Sistema de Becas para Estudiantes Indígenas del Programa Universitario “México Nación Multicultural” PUMC-UNAM. Muchas gracias por todo su apoyo.

A la Lic. Irma Hinojosa por el tiempo y dedicación que puso en este proyecto de tesis, y sobre todo por el apoyo que me brindó en estos meses. Muchas gracias.

A los Ingenieros Ricardo Castrejón, Manuel Villamar, José Bernardo Martell, Alejandro Arroyo e Israel Castro por el tiempo y conocimiento que dedicaron a este trabajo de tesis.

A la compañía Baker Hughes por el apoyo que me brindó para realizar este proyecto.

A mi alma matter la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme conocer su diversidad cultural y su grandeza.

ÍNDICE

| | <i>Pág.</i> |
|--|-------------|
| Resumen | 5 |
| Introducción | 7 |
| | |
| I. Marco Conceptual | 13 |
| I.1 Introducción | 13 |
| I.2 Antecedentes | 14 |
| I.3 Definiciones | 16 |
| 1.4 Clasificación de los Registros | 18 |
| 1.4.1 Registros en tiempo real | 19 |
| 1.4.2 Registros con cable (<i>wireline</i>) | 22 |
| 1.5 Diferencias entre los registros en tiempo real y los registros a través de cable | 24 |
| | |
| II. Sísmica Durante la Perforación | 29 |
| II.1 Introducción | 29 |
| II.2 Antecedentes | 29 |
| II.3 Definiciones | 31 |
| II.4 Clasificación de las técnicas SWD | 39 |
| II.4.1 Sísmica con la barrena | 39 |
| II.4.2 Sísmica con la barrena con amortiguadores y EMWD | 50 |
| II.4.3 Perfiles sísmicos verticales durante la perforación VSP-WD | 52 |
| II.4.4 Perfiles sísmicos mediante la herramienta de impulso de barrido SIT | 59 |
| II.5 Futuro de la sísmica durante la perforación | 64 |
| | |
| III. Mediciones Durante la Perforación | 65 |
| III.1 Introducción | 65 |
| III.2 Antecedentes | 66 |
| III.3 Conceptos básicos | 68 |
| III.3.1 Cara de la herramienta | 70 |
| III.3.2 Telemetría | 72 |
| III.3.3 Generación de señales | 74 |
| III.3.4 Materiales para la pérdida de circulación | 78 |
| III.4 Descripción del equipo MWD | 81 |
| III.4.1 Clasificación del equipo | 85 |
| III.5 Funcionamiento del sistema | 88 |
| III.5.1 Sistema de telemetría | 88 |



| | |
|---|-----|
| III.5.2 Aparejos de perforación | 89 |
| III.6 Mediciones de la herramienta MWD | 92 |
| III.6.1 Aplicaciones de las mediciones de pozo | 94 |
| III.6.2 Versatilidad de las mediciones | 96 |
| III.7 Integración de los datos y administración de la información | 96 |
| III.8 Beneficios del sistema MWD | 97 |
| III.8.1 Perforación direccional | 97 |
| III.8.2 Optimización de la perforación | 99 |
| III.9 Perspectiva | 102 |
| IV. Registros Durante la Perforación | 103 |
| IV.1 Introducción | 103 |
| IV.2 Antecedentes | 105 |
| IV.3 Tecnología de la herramienta de densidad, neutrón y resistividad | 106 |
| IV.4 Avances en el procesamiento de los datos | 111 |
| IV.5 Avances en la interpretación | 118 |
| IV.6 Evolución en la transmisión de datos | 122 |
| IV.7 Cambio en el ambiente del pozo | 124 |
| IV.8 Evolución de los LWD | 125 |
| IV.9 Comparación entre los registros LWD y <i>Wireline</i> | 128 |
| IV.10 Aplicaciones | 133 |
| V. Variaciones de Presión Durante la Perforación | 135 |
| V.1 Introducción | 135 |
| V.2 Antecedentes | 136 |
| V.3 Mediciones de presión anular durante la perforación | 137 |
| V.4 Aplicaciones convencionales | 137 |
| V.5 Interpretación de las mediciones de presión anular | 142 |
| V.6 Formato estándar | 144 |
| V.7 Pruebas de Integridad de la Formación (FIT) | 146 |
| V.7.1 Historia de la recopilación de datos FIT | 148 |
| V.7.2 Deficiencias en la recopilación de datos | 149 |
| V.7.3 Efecto de la compresibilidad del lodo | 150 |
| V.7.4 Pruebas de integridad en tiempo real | 153 |
| V.7.5 Procedimiento para realizar una FIT en tiempo real | 154 |
| V.7.6 Ejecución de una FIT mediante una herramienta PWD en pozo | 155 |
| V.8 Ventajas de las mediciones PWD | 158 |
| VI. Pruebas Durante la Perforación | 159 |
| VI.1 Introducción | 159 |
| VI.2 Antecedentes | 160 |

| | |
|---|-----|
| VI.3 Pruebas de formación con un sistema de control inteligente | 161 |
| VI.4 Requisitos para los muestreadores de formación en el ambiente de perforación | 168 |
| VI.5 Procedimiento de las Pruebas de Presión | 170 |
| VI.6 Aplicaciones | 171 |
| VII. Ademado Durante la Perforación | 173 |
| VII.1 Introducción | 173 |
| VII.2 Antecedentes | 174 |
| VII.3 Generalidades del sistema CwD | 175 |
| VII.4 Equipo empleado en las operaciones CwD | 177 |
| VII.5 Beneficios del CwD | 180 |
| VIII. Conformación Durante la Perforación | 181 |
| VIII.1 Introducción | 181 |
| VIII.2 Antecedentes | 182 |
| VIII.3 Sistemas químicos CWD | 182 |
| VIII.4 Técnicas y procesos CWD | 183 |
| VIII.5 Beneficios de CWD | 187 |
| VIII.6 Retos y soluciones de la tecnología CWD | 190 |
| VIII.7 Futuro de la tecnología CWD | 191 |
| IX. Simulaciones Durante la Perforación | 193 |
| IX.1 Introducción | 193 |
| IX.2 Antecedentes | 194 |
| IX.3 Definición | 195 |
| IX.4 Modelos útiles para la SiWD | 196 |
| IX.5 Tecnologías existentes para la SiWD | 197 |
| IX.5.1 Simulación numérica del yacimiento | 197 |
| IX.5.2 Caracterización e interpretación del yacimiento | 199 |
| IX.6 Metodología práctica para la Simulación Durante la Perforación | 200 |
| IX.7 Impacto de la SiWD para la toma de decisiones en tiempo real | 203 |
| IX.8 Beneficios de la SiWD | 204 |
| IX.9 Requerimientos de la SiWD | 205 |
| IX.10 Proceso de investigación | 205 |
| X. Registros Durante el Nucleado | 207 |
| X.1 Introducción | 207 |
| X.2 Antecedentes | 207 |
| X.3 Principio de obtención | 209 |



| | |
|---|-----|
| X.3 Ventajas de los Registros Durante el Nucleado | 214 |
| XI. Sensores Permanentes en Pozo | 215 |
| XI.1 Introducción | 215 |
| XI.2 Antecedentes | 216 |
| XI.3 Infallibilidad | 217 |
| XI.4 Desarrollo de la tecnología | 221 |
| XI.5 Fallas durante las mediciones | 222 |
| XI.6 Uso de los datos | 225 |
| XI.7 Perspectivas en el monitoreo de yacimientos | 227 |
| XII. Conclusiones | 229 |
| Bibliografía | 237 |
| Apéndice | 241 |

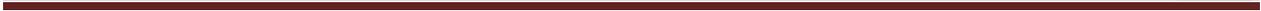
RESUMEN

Con los descubrimientos del descenso de reservas de petróleo desde 1970, la industria tiene el reto de maximizar sus activos actuales, por lo cual necesita que los yacimientos complejos y difíciles de alcanzar sean evaluados y perforados. En consecuencia, los esfuerzos para manejar los yacimientos con el fin de optimizar la producción mediante la localización exacta del pozo, requieren una habilidad cada vez más sofisticada en el direccionamiento geológico de los mismos, así como en la evaluación de las formaciones. Las soluciones en tiempo real, son una innovación tecnológica, que permiten tomar decisiones críticas en el momento adecuado desde el punto de vista económico y de riesgos en la formación; estas soluciones fueron diseñadas para monitorear, apoyar y optimizar las operaciones en tiempo real, además de mitigar los costos y los riesgos en las zonas de trabajo. El flujo de trabajo permite monitorear e intervenir en los parámetros de perforación, del yacimiento y la producción, los cuales se están analizando desde una oficina, lo que resulta en una enorme eficiencia en la operación y lo cual se traduce en enormes ahorros económicos.

El trabajo que se presenta en esta tesis tiene como objetivo reunir la información más importante acerca de las diversas tecnologías en tiempo real que se están empleando en la actualidad dentro de la industria petrolera y comentar sobre las expectativas a futuro, este trabajo consta de 12 capítulos, a través de los cuales se brinda la información más relevante acerca de las principales técnicas de monitoreo en tiempo real empleadas en pozo hoy en día. En el primero se presenta el marco conceptual de los registros geofísicos de pozo, dando sus definiciones, conceptos básicos, así como su clasificación.

En los siguientes capítulos se muestra una recopilación de la información más importante acerca de diez diferentes técnicas en tiempo real, seleccionadas de acuerdo con su importancia y uso dentro de la industria petrolera, así como por los beneficios que éstas aportan a las operaciones, estando dentro de éstas: La Sísmica Durante la Perforación, Mediciones Durante la Perforación, Registros Durante la Perforación, Variaciones de Presión Durante la Perforación, Pruebas Durante la Perforación, Ademado Durante la Perforación, Conformidad Durante la Perforación, Simulaciones Durante la Perforación, Registros Durante el Nucleado y Sensores Permanentes en Tubería.

Para finalizar, el Capítulo 12 muestra las conclusiones acerca de cada una de las tecnologías antes mencionadas, así como las prospectivas que se tienen dentro de las mediciones en tiempo real, las cuales serán una realidad en unos cuantos años; además, como complemento se anexó una tabla de mnemónicos para facilitar la lectura de este trabajo. Este compendio tiene como fin mostrar un panorama general de las operaciones en tiempo real, a través del desarrollo de cada tecnología, viendo los antecedentes, conceptos básicos, así como las ventajas y desventajas de cada una, todo esto dentro de un sentido amplio, es decir, mostrando las generalidades de cada tecnología, sin tomar en cuenta las herramientas empleadas en cada una de las compañías.



INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la industria petrolera ha intentado reducir los costos de perforación a través de mejoras en la tecnología. Algunas iniciativas se concentran en optimizar las operaciones de perforación, mientras otras se orientan en la reducción del tiempo no productivo causado en primer lugar por las condiciones del pozo, las cuales a menudo resultaban distintas a lo planificado, en segundo lugar, se contaba con escasa información para permitir a los ingenieros de perforación reaccionar de manera correcta frente a los imprevistos que se pueden presentar durante la perforación.

Es claro, que todo este tipo de problemas se podían evitar detectándolos en el momento justo, y así lograr una disminución de sorpresas (Bi, Xuelinag, et. al, 2005). Esto combinado con una mejor predicción de las condiciones del pozo, podrían hacer más precisos los diseños de perforación y permitirían planificar mejor las contingencias.

La toma de datos en tiempo real, también es llamada Planificación Inteligente. Este término es utilizado para describir un proceso de recolección continua y actualizada de datos a tiempo real; y se aplica con el fin de ser integrada con la planeación inicial del pozo.

Esta integración de datos, edición interactiva y flujo de trabajo cooperativo puede reducir enormemente los tiempos durante la perforación del pozo y mejorar la economía general del desarrollo. Esto se observa por ejemplo, en las capacidades de rastreo geológico en tiempo real que permiten recorrer interactivamente la trayectoria del pozo, así como también en el monitoreo hidrodinámico a tiempo real que identifica los puntos de fractura y permite la elección correcta de la hidráulica a utilizar en cada pozo (Tollefsen, E. et. al, 2006).

Las mediciones tomadas en tiempo real, usando distintas herramientas proporcionan la presión anular, presiones de formación, rayos gamma, resistividad, etc.; todas estas mediciones son facilitadas en tiempo real en la superficie con el uso de una planificación inteligente. Esto es usado para actualizar y redefinir el modelo inicial con el uso de la simulación; en el caso del revestimiento del pozo, durante la perforación se pueden observar cambios en cuanto a las presiones y litologías esperadas, por lo cual el diseño sufre modificaciones (longitudes, diámetros, profundidades) para adaptarse a las condiciones reales, logrando evaluar así los beneficios económicos que se pueden obtener a largo plazo.

La mejora en las herramientas empleadas durante la perforación, permite obtener mayor información del yacimiento que puede integrarse con aplicaciones de modelado de yacimientos rápidas, para optimizar la localización de pozos durante el desarrollo del campo. Los datos que se obtienen durante la perforación se incorporan al modelo para proveer actualizaciones



instantáneas, que se incorporan en el uso de herramientas de modelado, incluyendo la evaluación y desempeño de los yacimientos, el pronóstico y evaluación de la producción, así como la estimación de reservas.

El objetivo de la aplicación de las tecnologías en tiempo real es el integrarlas con el producto de la planificación básica del pozo, la información geofísica, geológica, del yacimiento y lograr que los ingenieros adquieran la capacidad de actualizar rápidamente los modelos de los yacimientos, utilizando datos de campo en tiempo real. Al crear y editar los objetivos en tiempo real tanto en las plataformas como en los pozos, los equipos multidisciplinarios pueden trabajar en muchos escenarios alternativos, considerar todos los factores críticos y generar planes de alto nivel que puedan actualizarse y modificarse fácilmente para considerar las condiciones cambiantes.

El proceso de recolección continua y actualizada de datos en tiempo real, consiste en realizar un plan en la perforación del pozo que permite al equipo de perforación anticiparse a las contingencias.

Debido a la constante búsqueda de disminución de costos, las nuevas tecnologías pueden ser muy eficaces (Hariharan, P. R. et al, 2006) , entre ellas tenemos el monitoreo del pozo 3D en tiempo real. Actualmente, es posible transmitir mediciones de la formación adquiridas durante la perforación, tal como las relaciones de cambio de presiones de fondo con el tiempo. Los parámetros pronosticados se pueden comparar con los valores medidos, este permanente diagnóstico del ambiente del pozo permite identificar mejor la aparición de peligros y riesgos durante la perforación.

Actualmente el desarrollo mundial de la industria petrolera busca un avance decisivo, creando enfoques pormenorizados que aprovechan la actual y nueva tecnología de perforación, medición y comunicaciones. Un fiel ejemplo de ello es la toma de datos en tiempo real.

El producto del diseño básico de pozos, la información geofísica, geológica, del yacimiento y del pozo debe integrarse con la planificación de la plataforma (PI) y la perforación en un verdadero entorno en 3D (Thevoux-Chabuel, H. et al, 2006). Con esta integración, los ingenieros adquieren la capacidad de actualizar rápidamente los modelos de los yacimientos utilizando datos del campo en tiempo real. Al crear y editar los objetivos, las plataformas y los pozos, los equipos multidisciplinarios pueden trabajar en muchos escenarios, considerar todos los factores críticos y generar planes de alto nivel que puedan actualizarse fácilmente para considerar las condiciones cambiantes.

Esta combinación de integración de datos, edición interactiva y flujo de trabajo cooperativo puede reducir enormemente los tiempos durante la planeación y mejorar la economía general del proyecto.

Los registros en tiempo real nos permiten realizar la predicción de contingencias, identificando riesgos durante la perforación. Las actualizaciones del modelo en tiempo real a partir de datos operativos que pueden utilizarse para administrar los costos del proyecto en curso y tomar medidas correctivas según sea necesario. La edición en tiempo real de los objetivos, las plataformas y los pozos permite a los equipos (recursos humanos, maquinaria) trabajar con escenarios de planeación continua y considerar todos los factores críticos, con el fin de eliminar sorpresas durante las diferentes etapas de exploración y explotación, disminuyendo así la incertidumbre (Thevoux-Chabuel, H. et al, 2006).

Con la actualización constante de datos se pueden crear marcadores y características de los horizontes geológicos que atravesará un pozo y extraer registros sintéticos a partir de información a lo largo de la trayectoria del pozo.

El visualizar los pozos en 3D paralelamente con los datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y los ya existentes del pozo es uno de los métodos aplicables para el de control de calidad. La intersección con las zonas de interés, los resultados simulados del yacimiento, los horizontes y las fallas pueden mostrarse a lo largo de la nueva trayectoria del pozo. Las capacidades de rastreo geológico permiten recorrer interactivamente la trayectoria del pozo.

El monitoreo constante de la trayectoria permite la creación de los límites aceptables de la ubicación final del pozo, tomando en cuenta que la información geológica deducida podría ser constantemente modificada a medida que se van tomando los datos en tiempo real y permite crear un plan final del pozo como resultado del monitoreo 3D.

El avance tecnológico en geonavegación y perforación de pozos de alcance extendido, horizontales y multilaterales, han incrementado la capacidad para contactar un volumen mayor del yacimiento con pozos complejos. Con las herramientas MWD y LWD se obtienen gran cantidad de datos, los cuales se transmiten a la superficie de forma inmediata para ser procesados e interpretados en tiempo real.

El desarrollo del campo se puede optimizar si la nueva información se integra de manera continua en los modelos de yacimientos durante las etapas de perforación, caracterización y producción. La manera de lograr esta integración de datos es con el desarrollo de herramientas sofisticadas de software, que favorezcan a un enfoque multidisciplinario para la construcción y actualización de modelos, que permitan procesos de simulación del yacimiento más eficientes, con la utilización de modelos actualizados y ayuden a la evaluación de riesgos conforme se modifiquen los modelos de diseño de perforación y producción propuestos con la incorporación de nueva información. Con base a esto se puede manejar un nuevo concepto que integre el hecho de efectuar simulaciones durante la perforación (SiWD).



Hoy en día existe la posibilidad de instalar dispositivos en fondo con los cuales es posible el monitoreo de los pozos y del yacimiento desde superficie, además de revisar a control remoto, el flujo que proviene de zonas específicas y se dirige al pozo y a la tubería de producción. Mientras se produce el flujo de fluidos dentro del sistema de producción, sensores ubicados en el fondo del pozo realizan mediciones en tiempo real o prácticamente en tiempo real, las cuales pueden ingresarse a un software que realice el análisis del yacimiento y de las operaciones de producción.

Los datos provenientes de la medición con sensores siempre incluyen valores atípicos y un cierto grado de dispersión con respecto a la tendencia, por lo cual es necesario realizar una limpieza de datos a la hora de introducirlos en sistemas de computación.

Las terminaciones de pozos tradicionales, están ausentes de equipos de monitoreo de fondo, dando como resultado una cantidad limitada de datos del yacimiento. La tasa total de flujo, la presión de cabezal del pozo y la composición del fluido se podrían obtener a partir de mediciones realizadas en superficie, pero las condiciones reales de una zona de producción y el aporte individual de cada zona no se pueden conocer con exactitud.

La única manera es que se encuentren disponibles dispositivos inteligentes de medición instalados en el fondo del pozo, los cuales dan información completa sobre la contribución de cada parte del agujero. Otra manera es a través de registros de producción y pruebas de presión transitoria, que ofrecen datos para distintos momentos en el tiempo, en lugar de una historia continua.

Los dispositivos de las terminaciones inteligentes logran una integración segura y confiable en la evaluación de intervalos productores, el control de flujo, los sistemas artificiales de producción, el monitoreo permanente y el control de la producción de arena y agua. La terminación inteligente es aquella que cuenta con la capacidad de monitorear y controlar por lo menos una zona del yacimiento. La adquisición y la interpretación de datos y la capacidad de optimizar la producción a través de un ajuste remoto de las válvulas subterráneas, marcan la diferencia entre las terminaciones avanzadas y las tradicionales, ofreciendo la posibilidad de enfrentar una situación en forma interactiva antes de que se convierta en un problema.

El beneficio que se obtiene en el uso de equipos de subsuelo de control de flujo operados desde superficie, consiste en contar con los datos del yacimiento que posibilitan la toma de decisiones sobre la producción eficiente de hidrocarburos.

Hace más de diez años, se publicaron trabajos (Baker A, et al, 1995), que documentaban los primeros beneficios aportados por la disponibilidad permanente de datos en el manejo de los yacimientos. En ese momento, la idea de posibilitar el control remoto de los sensores y lograr que desde cualquier oficina del mundo se pudiera acceder a datos de superficie o de fondo de

pozo en forma continua, era toda una novedad. Desde entonces, ha habido una verdadera revolución en lo que respecta al grado y sofisticación de los sensores disponibles, además de un rápido desarrollo tecnológico en una amplia variedad de áreas clave tales como análisis, automatización, optimización, tecnología de la información y comunicaciones.

La visión de un campo petrolero digital es la del monitoreo, análisis y control en tiempo real para lograr un manejo óptimo del yacimiento. Un componente clave de esta visión es la adopción de un enfoque integrado que posibilite un mayor control en tiempo real del manejo de los activos. Los recientes avances tecnológicos han comenzado a proporcionar datos para facilitar este cambio y el campo petrolero digital está captando rápidamente la atención de la industria (Al-Asimi M, et al, 2003).

Sin embargo, nos encontramos en una época de gran demanda de hidrocarburos y donde el desarrollo de la tecnología es un reto continuo para todas las compañías de servicios petroleros, como menciona Trond Unneland, Gerente Nacional de Chevron Noruega (Unnelad T, 06); “Últimamente, se han publicado ejemplos de un enfoque más integrado que comprende diversas disciplinas, incluyendo el uso más generalizado de centros operacionales en tierra firme que ofrecen soporte para las actividades en áreas marinas. A diferencia de los centros de visualización geológica y geofísica, estos centros operacionales apoyan los procesos de las operaciones de perforación o producción en tiempo real, visualizando tanto datos espaciales como datos temporales.

Evidentemente, ésta ha sido una década de avances asombrosos en el área de monitoreo, análisis y control permanentes. No obstante, el aprovechamiento máximo del potencial del campo petrolero digital seguirá siendo un desafío importante para nuestra industria en los próximos años.”

Se prevé que en el futuro la robótica y la nanotecnología tengan un papel relevante en el control de yacimientos en tiempo real, así como en la petrofísica dinámica y la vigilancia del yacimiento, sobre todo en el caso de explotación en aguas profundas.

CAPÍTULO I. MARCO CONCEPTUAL

I.1 INTRODUCCIÓN

Los registros de pozo se utilizan para determinar propiedades físicas, químicas y estructurales de las formaciones atravesadas por las perforaciones. Los datos se recopilan de forma rápida, se toman de forma continua en función de la profundidad y las mediciones de las propiedades se realizan in situ, pueden ser usados para interpretar la estratigrafía, litología y mineralogía de la formación, así como su porosidad y saturación de fluidos, principalmente en pozos abiertos, los registros proporcionan el único medio para describir la formación, en pozos donde el ademado es deficiente los registros permiten determinar su integridad, y donde el ademado es bueno, los registros complementan los datos de la formación y de la calidad del ademado. Los registros también proporcionan un vínculo entre las formaciones y las secciones sísmicas.

En los últimos 10 a 15 años, la industria petrolera ha tenido, al igual que todas las industrias, cambios constantes derivados e implementados a partir de las nuevas tecnologías. Uno de los mayores avances se ha dado en la perforación; algunos ejemplos son, la perforación de pozos avanzados, pozos inteligentes con control de zonas remotas, mejora de la velocidad de perforación debido a los sistemas con los que se perfora y las barrenas de perforación con mayor tiempo de vida. Estos factores han logrado una óptima ubicación del pozo y el diseño de terminación aún en condiciones difíciles.

Al mismo tiempo, la investigación y desarrollo de otras disciplinas ha dado lugar a mejoras en la adquisición sísmica y métodos de modelación sísmica 3D, por mencionar algunos. Asimismo, un empuje tecnológico en otras áreas se ha presentado en la industria con conceptos de visualización avanzada, la posibilidad de usar redes de datos de alta velocidad entre la oficina principal y las oficinas en tierra o en mar y, por supuesto, el uso de Internet como una base de datos de información.

El reto ahora es aprovechar la nueva tecnología y optimizar los procesos de trabajo existentes. El costo y el riesgo asociado con la perforación de un nuevo pozo son tan altos que debe usarse toda la información y herramientas posibles para optimizar los pozos.

La planeación de un pozo en tiempo real es una lucha contra el tiempo, ya que la velocidad de la perforación es una de las tecnologías que se mantiene en constante mejora. Otro problema, es determinar cómo interpretar los nuevos datos, analizar la nueva información y emplearla de forma óptima, para lo cual se necesitan herramientas informáticas eficientes y confiables.

El tiempo es la clave en la toma de decisiones realizadas durante la perforación, la caracterización del yacimiento y para optimizar su desarrollo y producción. Las ventanas de



tiempo que se tienen para tomar las decisiones pueden ser muy diferentes dependiendo de la situación. Si se perfora un pozo piloto, se tiene aproximadamente de uno a tres días para utilizar los nuevos datos y optimizar la ubicación y trayectoria final del pozo. Si se perforó un pozo multilateral se tiene más o menos de una a dos semanas para optimizar la segunda parte basándose en los datos del primero. El problema más difícil es modificar la trayectoria del pozo a medida que este se perfora. Así mismo, es cada vez más importante la terminación del pozo durante la perforación y contar con la información de las condiciones en tiempo real.

Durante las etapas de la caracterización de yacimientos se prevé que en el futuro la interpretación Petrofísica sea dinámica y que se realice la vigilancia del yacimiento en cada instante. También deben desarrollarse operaciones para evaluar la producción y las condiciones del ademe en tiempo real. Haciendo un equivalente y analogía entre los registros geofísicos con cable en donde debe retirarse la sarta de perforación para poder tomarlos y los registros durante la perforación, así como su interpretación. Así mismo, el uso intensivo de la robótica y programas de inteligencia artificial deben ser una realidad en los próximos años.

I.2 ANTECEDENTES

Conrad y Marcel Schlumberger son considerados como los inventores de los registros eléctricos de pozo. Conrad desarrolló el arreglo Schlumberger, técnica que emplearon para la prospección de depósitos de oro y posteriormente, los hermanos adaptaron la técnica de superficie para llevarla a cabo en pozos. El 5 de septiembre de 1927 un grupo de trabajo de los hermanos Schlumberger introdujo una sonda eléctrica dentro de un pozo en Pechelbronn Alsacia, Francia creando así el primer registro de pozo. En términos actuales, el primer registro fue un registro de resistividad que podría describirse como un arreglo normal.

En 1931, Henri G. Doll y G. Dechatre, trabajando para Schlumberger, descubrieron que las mediciones del galvanómetro cambiaban incluso cuando no hay una corriente circulando a través de los cables de registro, lo cual llevo al descubrimiento del potencial espontáneo (SP) que fue tan importante como la habilidad de medir la resistividad. El efecto SP se producía naturalmente por el lodo del agujero en los límites de capas permeables. Mediante los registros simultáneos de resistividad y SP, los ingenieros podían distinguir entre capas permeables con aceite y capas impermeables no productoras.

En 1940, Schlumberger inventó la herramienta de medición de echados (*dipmeter*)¹, que mejoraba enormemente la resolución vertical de los registros de pozo abierto. Esta herramienta permitía calcular el buzamiento y dirección de una capa inclinada. El medidor de echados básico

¹ **Medición del echado:** Método de medición de la dirección y el ángulo de buzamiento de la formación con respecto al eje del pozo.

fue mejorado posteriormente por un medidor de echados de resistividad (1947) y un medidor de echados de resistividad continua (1952).

El lodo base aceite fue empleado por primera vez en el campo Rangely, Colorado en 1948. Sin embargo, los registros eléctricos requieren de un fluido conductivo o base agua, pero los registros base aceite son no conductivos, la solución a este problema fueron los registros de inducción desarrollados a finales de los cuarentas.

La introducción del transistor y los circuitos integrados en los sesentas, hizo que los registros eléctricos fueran mucho más confiables. La informática permitió un procesamiento de los registros mucho más rápido y amplió de forma espectacular la capacidad de recopilación de los datos del registro. En 1970 se tuvieron más registros y computadoras, entre ellos los registros tipo combo donde los registros de resistividad y porosidad eran registrados en un solo paso dentro del pozo.

Los dos tipos de registros de porosidad (registros acústicos y registros nucleares) originalmente datan de los 1940s. Los registros sónicos surgieron de la tecnología desarrollada durante la Segunda Guerra Mundial. Los registros nucleares sustituyeron en gran medida a los registros acústicos, pero los registros sónicos se siguen corriendo en ciertas herramientas de registro combinadas.

Los registros nucleares inicialmente se desarrollaron para medir la radiación natural de rayos gamma emitida por las formaciones; sin embargo, la industria cambió rápidamente a los registros que bombardean las rocas con partículas nucleares. Los registros de rayos gamma se introdujeron en 1939 y los registros de neutrón en 1941. Estos registros fueron importantes porque podían usarse en pozos entubados.

Los registros de resonancia magnética nuclear se desarrollaron en 1958 por Borg Warner, inicialmente estos registros fueron un éxito científico a pesar de que la ingeniería falló, pero el desarrollo de la herramienta de registros NMR continuos realizada por Numar se perfila como una tecnología prometedora.

Muchos pozos modernos de gas y aceite son perforados direccionalmente. Al principio, los ingenieros tenían que correr sus herramientas adjuntas de alguna manera a la sarta de perforación cuando el pozo no era vertical. Las técnicas modernas ahora permiten tener información de forma continua en superficie. Estas técnicas son conocidas como registros o mediciones durante la perforación (LWD), los cuales emplean tecnología de pulsos de lodo para transmitir los datos de las herramientas en el fondo de la sarta de perforación, a los procesadores que se encuentran en superficie.



I.3 DEFINICIONES

✚ **Registros Geofísicos de Pozo:** Los registros de pozo se definen como una medición sistemática de datos en pozos perforados o productores, para obtener diferentes características de las formaciones que atraviesa el pozo. En otras palabras, los registros aportan una evaluación cuantitativa de los hidrocarburos que hay en la formación. Hay muchos tipos de registros que se pueden correr dependiendo de la información que se está buscando.

De igual forma se puede definir un registro de pozo como una técnica para realizar mediciones en pozos a través de sondas diseñadas para medir las propiedades físicas y químicas de las rocas y su contenido de fluidos. Los registros de pozo resultan de la introducción en el pozo de una sonda, las mediciones resultantes son registradas de forma gráfica o digital en función de la profundidad. Estos registros son conocidos como registros geofísicos de pozo, registros petrofísicos o simplemente registros de pozo.

✚ **Empleo de los Registros de Pozo.** En general, en la industria petrolera, los registros se utilizan principalmente para correlacionar estratos geológicos y la localización de zonas con hidrocarburos, por lo que son necesarios muchos parámetros del subsuelo que necesitan ser detectados o medidos, para lo cual diferentes pozos y condiciones de la formación pueden requerir diferentes herramientas para medir las mismas propiedades básicas.

En el área petrolera los registros son usados principalmente para:

- ✚ Identificar el potencial de la roca generadora
- ✚ Determinar el espesor de las capas
- ✚ Determinar la porosidad
- ✚ Estimar la permeabilidad
- ✚ Localizar hidrocarburos
- ✚ Estimar la salinidad del agua
- ✚ Cuantificar la cantidad de hidrocarburos
- ✚ Estimar el tipo y la tasa del fluido de producción
- ✚ Estimar la presión de formación
- ✚ Identificar zonas de fracturas
- ✚ Medición del azimut e inclinación del agujero
- ✚ Medición del diámetro de pozo
- ✚ Ayuda a establecer el ademado (casing)
- ✚ Evalúa la calidad de la unión del cemento
- ✚ Localiza las entradas, tasas y tipo de fluido dentro del agujero
- ✚ Rastrea el material inyectado a la formación (por medio de fracturas artificiales).

En el área geológica y geofísica son usados principalmente para:

- ✦ Hacer correlaciones entre pozos
- ✦ Localizar fallas
- ✦ Determinar el rumbo y el echado de las capas
- ✦ Identificar la litología
- ✦ Deducir la deposición ambiental de los sedimentos
- ✦ Determinar los gradientes de presión y temperatura
- ✦ Crear sismogramas sintéticos
- ✦ Calibrar anomalías de amplitud sísmica para ayudar a identificar hidrocarburos
- ✦ Calibrar los datos sísmicos con los estudios de velocidades
- ✦ Calibrar estudios gravimétricos con mediciones de gravedad de pozo

Otras aplicaciones incluyen:

- ✦ Localización de acuíferos de agua dulce
- ✦ Localización de minerales sólidos
- ✦ Estudiar las condiciones del suelo y la roca para construir grandes estructuras
- ✦ Evaluar contaminación en el subsuelo
- ✦ Determinación de módulos elásticos en Geotecnia
- ✦ Caracterizar yacimientos geotérmicos

✚ **Dispositivos eléctricos:** Los dispositivos eléctricos generan bases de datos con mediciones eléctricas. El potencial espontáneo por lo general se registra con las curvas de resistividad, es una sencilla pero valiosa información que ayuda a los geólogos para correlacionar de un pozo a otro, con base en la permeabilidad, y para ayudarles a inferir el ambiente deposicional de los sedimentos. La resistividad es una de las propiedades físicas más importantes que se registran y el propósito principal de las mediciones de resistividad, es determinar la saturación de hidrocarburos y de fluidos en general.

✚ **Dispositivos acústicos:** La interpretación cuantitativa de la saturación de hidrocarburos, requiere del conocimiento de la porosidad. Uno de los registros de porosidad más utilizado es el registro sísmico, también conocido como registro acústico o registro de velocidad. El registro acústico mide el tiempo más corto en que una onda sonora viaja a través de 1 ft o 1 m de la formación. Este registro se utiliza para muchos otros fines, incluyendo la identificación de la litología, predicción de las presiones y ayuda con la interpretación geofísica. Además, la información de las ondas acústicas ayuda en la detección de fracturas y zonas de gas, determinación de las propiedades mecánicas de las rocas y análisis del cemento que está detrás de la tubería.



✚ **Dispositivos nucleares:** Los dispositivos nucleares son instrumentos que generan bases de datos de mediciones de partículas nucleares. En la mayoría de los casos, los registros de rayos gamma pueden ser considerados como registros de lutitas, es decir, las arcillas o rocas arcillosas, generarán un conteo radiactivo mayor que las arenas limpias o carbonatos. Como el potencial espontáneo, éste provee una buena curva de correlación, definiendo el espesor de las capas, y ayuda en la interpretación de la deposición del ambiente. Casi toda la radiactividad que es detectada por el registro de rayos gamma proviene de tres elementos: Potasio, Torio y Uranio, con los cuales se puede determinar el volumen de arcilla.

✚ **Dispositivos de densidad y neutrón:** Una herramienta de porosidad importante, que también es nuclear, es el registro de densidad que emite un haz de rayos gamma dentro de la roca, estos rayos interactúan con los electrones de la formación a través del efecto Compton. Esta herramienta proporciona una medición de la densidad. Otro dispositivo nuclear, importante para la determinación de la porosidad, es el registro de neutrón. Este registro responde principalmente a los átomos de Hidrógeno. Por lo tanto, en formaciones libres de lutitas, el registro de neutrón refleja la cantidad de porosidad rellena con algún líquido. La herramienta desarrollada para distinguir los hidrocarburos del agua salada que se encuentra detrás del ademe (*casing*), es la herramienta de captura de neutrones pulsados que emplea un generador de neutrones que emite pulsos de neutrones de alta energía en forma repetitiva.

✚ **Dispositivos de producción:** Las herramientas de los registros de producción, son diseñadas para localizar movimientos de fluidos detrás del ademe (*casing*) y dentro del agujero para detectar el tipo de fluido y determinar la tasa de flujo. Las herramientas de los registros de producción incluye varios tipos de medición de fluidos y dispositivos de densidad de fluido, molinete, termómetros sensibles, dispositivos de trazadores radiactivos, registros de ruido, entre otros. Además, estas herramientas registran algunas curvas de correlación como la de rayos gamma para correlacionar las curvas de producción con la formación y el ademe.

I.4 CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

En la actualidad existen diferentes tipos de clasificación de los registros geofísicos, que varían de acuerdo con la compañía que los emplea, las condiciones de adquisición en las que se realizan, por el principio físico empleado, o con base en la propiedad física medida. Sin embargo, la clasificación más común de los registros dentro de la industria los divide en dos grandes ramas:

1. **Los registros en tiempo real**, los cuales tienen poco tiempo de haber entrado dentro de la industria y que se identifican por la toma de los datos a través de la barrena y durante la perforación. Dentro de pocos años estas mediciones también incluirán las etapas de supervisión y caracterización del yacimiento y producción.
2. **Los registros a través de cable (*wireline*)**, que ya son bien conocidos dentro de la industria, y los cuales se corren una vez que se ha extraído del pozo la sarta de perforación, y la transmisión de los datos se realiza a través de un cable de acero; estos a su vez se dividen en registros de pozo abierto (*open hole*) y registros en pozo entubado (*cased hole*).

I.4.1 REGISTROS EN TIEMPO REAL

Los registros en tiempo real integran servicios de perforación y evaluación, para proporcionar respuestas en tiempo real basados en información precisa, fiable y durante la perforación, los registros en tiempo real permiten a los geocientíficos y personal de perforación tomar decisiones sobre la perforación, dando lugar a una ubicación de la trayectoria del pozo rápida y precisa, mejora la eficiencia de la perforación y una recuperación máxima. Con el pasar del tiempo, las mediciones en tiempo real abarcarán cada vez más las etapas de terminación del pozo, producción y caracterización de yacimientos, así como de desarrollo de campos.

Los registros en tiempo real proporcionan eficiencia en el pozo, integrando datos de perforación de tal forma que se toman decisiones correctas de forma inmediata y mejorando drásticamente la eficacia de la perforación, salvando tiempo y dinero; de igual forma previene y actúa en la detección de alarmas y anomalías para mitigar los riesgos, además de poder navegar en el yacimiento y tener una ubicación precisa dentro del pozo.

Estos registros proporcionan la capacidad de explorar y aprovechar plena y económicamente todo el yacimiento, es decir, recorrer campos maduros para llegar a las zonas que alguna vez fueron productoras; perforar pozos horizontales de forma eficiente y sin problemas como se haría con un pozo vertical; disparar pozos laterales; crear el pozo más largo del mundo económica y eficientemente, sabiendo lo que está alrededor del pozo en cada centímetro del recorrido.

 **Datos en tiempo real:** La información precisa y confiable en tiempo real conduce a una mejora de la eficiencia de los gastos, reducción de tiempo y de la mano de obra, y en general mejora las decisiones de la perforación, y en última instancia incrementa la recuperación de hidrocarburos durante la vida útil del pozo. Los instrumentos empleados para realizar los



registros o mediciones en tiempo real, son realmente herramientas de perforación, diseñadas no sólo para sobrevivir, sino también para operar de forma continua y fiable durante los choques constantes, vibraciones y presiones de pozo y la rotación a altas velocidades con el aparejo.

Los flujos de datos a la superficie se realizan mediante una avanzada telemetría de pulsos de presión en el lodo; en superficie los grupos de datos son procesados y transformados en imágenes y gráficas estáticas y dinámicas mediante un software de registros en tiempo real, listos para ser enviados a transmitidos a cualquier parte del mundo para su evaluación inmediata.

Los registros y mediciones durante la perforación han recorrido un largo camino, igualando y en ocasiones excediendo la capacidad y resolución de las tecnologías de perforación-registro. El flujo de datos dinámicos e interactivos son los que permiten navegar, evaluar y describir el ambiente inmediato mientras se está perforando, sin necesidad de detener la perforación para elegir las direcciones.

La industria energética ha estado esperando la promesa de la tecnología en tiempo real durante mucho tiempo. Los servicios de perforación y registros ha dominado la industria por muchos años, como resultado ha habido muy poco avance en la tecnología durante la perforación; sin embargo, en la actualidad la mayoría de las compañías está invirtiendo millones de dólares por año con el fin de desarrollar nuevas tecnologías de evaluación en tiempo real.

 **El valor de las decisiones en tiempo real:** Las mediciones en tiempo real permiten tomar decisiones rápidas en tiempo real, lo que lleva a un ahorro de tiempo y dinero en las exploraciones y ambientes de producción que son cada vez más complejos. En general, los registros en tiempo real permiten:

-  Datos cuando se requieren.
-  Respuestas en tiempo real para tomar decisiones en tiempo real.
-  Mitigación de costos.
-  La exactitud y precisión de la tecnología durante la perforación permiten maximizar la producción futura.
-  Los datos en tiempo real dan una visión lo más clara posible del ambiente en el pozo.
-  Monitoreo segundo a segundo de los problemas de la señal y mitigación de los riesgos.

Los registros en tiempo real proporcionan respuestas excepcionalmente valiosas y datos en tiempo real cuando más se necesitan. Las mediciones en tiempo real incluyen datos de rayos gamma, resistividad, acústica, densidad, imágenes, presión anular y de formación, direccionales, torque y muchos más; datos que pueden correlacionarse con estudios previos de pozo; datos

históricos y de *offset*; datos de registros de superficie; reportes de fluidos de perforación y otros. Lo anterior nos lleva a una riqueza de datos, lo que podría llevar a una sobrecarga de información; sin embargo, esta información es transformada rápidamente en respuestas que conducen a la toma de decisiones.

✚ **Mitigación de riesgos, mitigación de costos:** En la mente de cada perforador están las posibles manifestaciones (*kicks*)², daños del yacimiento, fracturas accidentales de la formación y en particular, reventones (*blowouts*)³ y perturbaciones, que son potencialmente destructivos e incluso letales en el peor de los casos; las tecnologías durante la perforación aborda estos riesgos de forma directa e inmediata.

Antes de que esta tecnología existiera, los perforadores a menudo eran obligados a confiar en las predicciones basadas en estimaciones de la presión hechas antes de perforar el pozo. Pero las predicciones basadas en datos históricos no son tan precisas como las predicciones hechas con mediciones directas y exactas de la presión de poro, tomadas en tiempo real a través de la barrena. Con las mediciones durante la perforación es posible ver de forma instantánea cuando la presión decae; es decir, no se predice el problema, se puede ver venir y de inmediato tomar medidas para evitarlos.

Las mediciones durante la perforación también mejoran el rendimiento de la perforación y mitigan los riesgos, proporcionando una alerta inmediata de una excesiva vibración de la sarta de perforación lo que permite hacer correcciones en el pozo antes de que el problema avance y los costos se incrementen.

✚ **Datos básicos:** Estadísticamente los métodos de perforación-registro y posicionamiento pueden ser estudiados y evaluados en tiempos relativamente libres, lo cual requiere sacar la sarta a superficie y enviar dentro de pozo una suite de registros a través de cable (*wireline*), retrasando las operaciones por días y transmitiendo los datos para la evaluación antes de poder tomar la próxima decisión de perforación. Todo esto toma tiempo, y en una plataforma petrolera, el tiempo no productivo es uno de los productos más caros en la Tierra.

Sin embargo, en el campo dinámico de las respuestas durante la perforación, todos los datos están aquí, ahora mismo, en tiempo real, informando en el momento la toma de decisiones. El reto está en la experiencia y los conocimientos necesarios para traducir estos datos en decisiones en tiempo real. La sobrecarga de información puede ser un problema, incluso cuando se tienen días para tomar una decisión; cuando las decisiones se toman en tiempo real la

² **Manifestacion:** la entrada de agua, gas aceite u otro fluido de la formación al pozo durante la perforación. Amago de reventón, surgencia imprevista de presión.

³ **Reventón (brote imprevisto):** flujo descontrolado de gas, aceite u otro fluido del pozo hacia la atmosfera.



confusión con los datos puede ser abrumadora, a menos que se tenga la experiencia para lograr la integración de los datos y una colaboración dinámica entre personal de perforación, producción y geocientíficos, que conviertan la información observada en decisiones inmediatas.

Principales tecnologías durante la perforación:

| MNÉMÓNICO (Inglés) | ESPAÑOL | INGLÉS |
|-----------------------|--|------------------------------------|
| SWD | Sísmica Durante la Perforación | <i>Seismic While Drilling</i> |
| MWD | Mediciones Durante la Perforación | <i>Measurements While Drilling</i> |
| LWD | Registros Durante la Perforación | <i>Logging While Drilling</i> |
| PWD | Mediciones de Presión Durante la Perforación | <i>Pressure While Drilling</i> |
| TWD | Pruebas Durante la Perforación | <i>Testing While Drilling</i> |
| CwD | Ademado Durante la Perforación | <i>Casing While Drilling</i> |
| CWD | Conformaciones Durante la Perforación | <i>Conformance While Drilling</i> |
| SiWD | Simulaciones Durante la Perforación | <i>Simulation While Drilling</i> |
| SWD | Muestreo Durante la Perforación | <i>Sampling While Drilling</i> |
| LWC | Registros Durante el Nucleado | <i>Logging While Coring</i> |

I.4.2 REGISTROS CON CABLE (*WIRELINE*)

Los registros a través de cable o *wireline*, proporcionan una medición continua de las propiedades de la formación con poderosos instrumentos eléctricos para inferir las propiedades físicas y químicas de las rocas, y tomar decisiones acerca de las operaciones de perforación y producción. La unión de todas estas mediciones, generalmente se hace en una tira larga de papel y se lo conoce como registro. Las mediciones incluyen propiedades eléctricas (resistividad y conductividad a diferentes frecuencias), propiedades sónicas, mediciones nucleares pasivas y activas, mediciones dimensionales del pozo, muestreo del fluido de formación, mediciones de la presión de formación, herramientas de nucleado a través de cable y otros.

En las mediciones a través de cable (*wireline*), las herramientas de registro (incluyendo la sonda) son colocadas dentro del pozo; una vez colocada en el intervalo de interés, las mediciones son tomadas a través del pozo del fondo hacia la superficie, esto se hace en un intento por mantener la tensión en el cable (el cual se extiende) lo más constante posible para fines de correlación de la profundidad. La excepción a esta práctica es que en ciertos ambientes hostiles, donde las herramientas electrónicas no podrían sobrevivir a las temperaturas del fondo del pozo el tiempo necesario para bajar la herramienta, y registrar las mediciones conforme la

herramienta es llevada a la superficie. En este caso, las mediciones de pozo podrían hacerse de la superficie al fondo del pozo y repetir del fondo hacia la superficie si es que es posible.

La mayoría de las mediciones a través de cable son registradas continuamente a pesar de que la sonda está en movimiento. Ciertas herramientas de muestreo y de medición de la presión requieren que la sonda se detenga, incrementando el riesgo de que la sonda o el cable se peguen.

Los registros *wireline* se dividen en dos grupos principales los registros de pozo abierto (*open hole*) y los registros de pozo ademado (*cased hole*).

 **Registros en pozo abierto:** Una vez que una sección del pozo ha sido perforada, se lleva la barrena hacia la superficie, dando la oportunidad de adquirir más registros de pozo abierto a través de cable o mediante la tubería de perforación antes de que el pozo sea ademado o abandonado.

Los registros en pozo abierto proporcionan un registro continuo en función de la profundidad de muchas propiedades de la formación. Los registros *wireline* proporcionan información de resistividad eléctrica, densidad, radiactividad natural e inducida y contenido de hidrógeno, etc. Las mediciones obtenidas son interpretadas para dar un registro continuo en función de la profundidad de propiedades petrofísicas de la formación como la porosidad, saturación de fluidos y tipo de roca.

Las mediciones básicas de las rocas realizadas por las herramientas de registros en agujero abierto son la porosidad y la resistividad. Mediante la obtención de los datos básicos y con ayuda de la ecuación de Archie, así como otras variables y exponentes obtenidos de datos de núcleos y pruebas de laboratorio, es posible conocer el porcentaje de porosidad de la formación que es ocupado por agua, ya sea agua libre o agua ligada. Conociendo la saturación de agua en un intervalo, en la mayoría de los casos es posible obtener la cantidad de hidrocarburo que hay en la formación, ya que lo que no es agua posiblemente será algún tipo de hidrocarburo.

La adquisición de datos petrofísicos en pozo abierto, tienen un carácter básicamente exploratorio y están enfocados en evaluar a la formación al igual que lo hacen los registros en tiempo real.

 **Registros en pozo entubado:** Cuando un pozo es perforado y se ha encontrado aceite o gas, el siguiente paso es ponerlo en producción, para lo cual se cuenta con diferentes servicios de registros en pozo entubado que son usados para la evaluación, terminación y monitoreo de



los pozos. Al utilizar este tipo de registros es posible determinar la calidad de la cementación, el gasto aportado por cada intervalo, el tipo de fluido y flujo a inspeccionar en la tubería (*casing*), evaluar la formación y perforar otros intervalos.

A diferencia de los registros en pozo abierto, los datos adquiridos en un pozo adorado son utilizados básicamente para el análisis de la producción del pozo y en la evaluación de problemas mecánicos del mismo.

Sin embargo, cuando la desviación del agujero es tal que no es posible correr herramientas usando las técnicas *wireline* convencionales, las herramientas se corren normalmente en la tubería de perforación (*drillpipe*), que en esencia son iguales a los registros convencionales; sin embargo se tienen que tomar ciertas consideraciones importantes, ya que en este tipo de registros se debe tener un contacto eléctrico con la sarta. Los registros a través de tubería (*pipe conveyed logging*), son caros en términos del tiempo en plataforma y actualmente sólo se emplean cuando no es posible obtener datos mediante los registros en tiempo real.

I.5 DIFERENCIAS ENTRE LOS REGISTROS EN TIEMPO REAL Y LOS REGISTROS A TRAVÉS DE CABLE

Los registros a través de cable y los registros en tiempo real o durante la perforación (LWD), son piezas importantes del rompecabezas para la evaluación de la formación. Normalmente, son la base para la evaluación económica inicial de un prospecto y sirve como referencia para el monitoreo del agotamiento del yacimiento. A medida que los datos en tiempo real se aproximan a la calidad de los datos tomados a través de cable, se está volviendo una posibilidad viable para las compañías petroleras el reemplazar los datos *wireline* con los datos tomados durante la perforación.

Desafortunadamente, estos registros no son directamente intercambiables, además de las diferencias en las respuestas básicas de las herramientas, existencambios en el ambiente de perforación cuando se corre un registro en tiempo real y cuando es a través de cable, que pueden causar variaciones significativas entre mediciones similares (resistividad, densidad, neutrón, rayos gamma, etc.) que afectan la evaluación subsecuente del yacimiento y por inexactitud en los parámetros petrofísicos, pueden resultar en una diferencia de varios millones de dólares en el cálculo de las reservas económicas.

Las principales diferencias entre los registros durante la perforación y los registros a través de cable que afectan en la evaluación de la formación son las siguientes:

- ✦ Diferencias en la física de los sensores
- ✦ Normas de referencia básicas
- ✦ Correcciones ambientales
- ✦ Efectos de invasión de fluidos filtrados
- ✦ Alteración de la formación
- ✦ Ruido producido por la rotación de la barrena

En muchos casos, los servicios en tiempo real proporcionan los mismos parámetros de evaluación de la formación como el triple combo a través de cable (resistividad, densidad, neutrón porosidad, rayos gamma, caliper); sin embargo, ya se mencionó que estos registros no se pueden intercambiar directamente y algunas veces difieren de forma significativa en el mismo pozo. Estas diferencias estarán presentes en estudios de varios pozos, y los geocientíficos deben conocer las diferencias en las respuestas de los registros entre dos pozos que provienen de los efectos de un registro en tiempo real y uno tomado a través de cable.

Primero, hay diferencias en el diseño de sensores de estos dos registros, la mayoría de ellas son el resultado del requerimiento que las herramientas en tiempo real deben funcionar primero como los tubos lastrarbarrena (*drill collars*)⁴ y después como herramientas de registros; el costo del fracaso de la primera es mucho mayor que el costo del fracaso del segundo. Estas diferencias en el diseño de los sensores pueden producir registros diferentes en condiciones de pozo y formación idénticas.

Por ejemplo, los sensores de resistividad durante la perforación y *wireline*, poseen diferentes sensibilidades axiales y radiales, y diferentes respuestas a los cambios en la constante dieléctrica de la formación. Los sensores de porosidad y densidad de ambas tecnologías, tienen diferentes profundidades de investigación y los sensores de rayos gamma exhiben diferentes sesgos espectrales.

En segundo lugar, los cambios en las condiciones del agujero pueden producir diferencias considerables entre los registros LWD y los registros *wireline*. Por ejemplo, en los registros a través de cable en pozos abiertos, generalmente los agujeros se encuentran más lavados que cuando se corre un registro en tiempo real y las propiedades del pozo también pueden cambiar. Los efectos de los cambios en las condiciones del pozo abierto, normalmente pueden eliminarse aplicando correcciones ambientales a ambos grupos de datos para darles las mismas condiciones estándar.

⁴ **Tubo lastrarbarrena:** tubo pesado de pared gruesa, generalmente de acero. Cuello de tubería vástago, cuello de perforación.



En tercer lugar, los cambios en las condiciones de la formación también pueden producir diferencias significativas entre los registros *wireline* y *LWD*. Por ejemplo, la invasión de filtrado lodo, continúa después de que se corren los registros durante la perforación, por lo tanto, las propiedades de la zona lavada existentes durante la perforación pueden diferir de las existentes cuando se toman los registros *wireline*.

Además, las arcillas cercanas al agujero, pueden absorber el agua del lodo o del lodo filtrado, esto altera las propiedades eléctricas y nucleares de las formaciones de lutitas y arcillosas cuando se corre un registro en tiempo real y cuando se corre un registro a través de cable. Estas diferencias no se pueden eliminar, y su detección realmente proporciona información adicional de la formación (Tabla I.1 y Tabla I.2).

| | Antes de la perforación | Invasión temprana (LWD) | Invasión tardía (Wireline) |
|--|-------------------------|-------------------------|----------------------------|
| Zona virgen: | | | |
| ϕ_e , porosidad efectiva | 30 % | 30 % | 30 % |
| R_t , resistividad de la formación | 9.7 ohm-m | 9.7 ohm-m | 9.7 ohm-m |
| S_w , saturación de agua | 20 % | 20 % | 20 % |
| Zona lavada: | | | |
| R_{xo} , resistividad de la zona lavada | 9.7 ohm-m | 21.1 ohm-m | 7.4 ohm-m |
| S_{xo} , saturación de la zona lavada | 0 % | 60 % | 80 % |
| S_g , saturación de gas (después de la invasión en la zona lavada) | 80 % | 40 % | 20 % |
| NPHI-SS, porosidad neutrón (arenas) | 12.6 % | 20.9 % | 24.9 % |
| RHOB, densidad de formación | 1.980 g/cc | 2.070 g/cc | 2.112 g/cc |
| d_i , diámetro de invasión | 0 pulgadas | 12 pulgadas | 36 pulgadas |

Tabla I.1 Efectos de la Invasión en registros LWD y wireline. (Jackson C.E. et al, 1994)

| | LWD | WIREFRAME |
|---|--|--|
| Tiempo desde que se inició la perforación | 2 min – 4 horas | 1 día – 3 semanas |
| Estado de la filtración | Dinámico | Estático |
| Propiedades del lodo | Dinámicas, Cambiantes | Estabilizadas |
| Invasión | Activa | Plenamente desarrollada. Algunas disipaciones en intervalos con alta permeabilidad vertical. |
| Permeabilidad | | |
| Alta | Invasión somera | Invasión somera |
| Media | Invasión de somera a media | Invasión de somera a media |
| Baja | Invasión somera | Invasión profunda |
| Fluidos de Formación | Agua congénita de formación Aceite Gas | Lodo filtrado Agua congénita de formación Aceite Gas |
| Enjarre | En desarrollo, dinámico | Plenamente desarrollado, estático |
| Alteración de la Formación | | |
| Arcillas | Alteración de las arcillas contenidas en los poros en intervalos permeables. Pequeña alteración en intervalos impermeables | Arcillas alteradas en intervalos permeables y en las lutitas |
| Micas | Minerales estables, sin alteración | Minerales estables, sin alteración |
| Feldespatos | Minerales estables, sin alteración | Minerales estables, sin alteración |
| Daños de la formación | Se producen algunos puentes de poros (<i>pore bridging</i>) Daño en las arcillas contenidas en los poros | Daños en arcillas frágiles Amenazas de puentes de poros (<i>pore bridging</i>) Hinchazón de las arcillas |

Tabla I.2 Comparación de las condiciones de la formación entre LWD y wireline. (Jackson, et al, 1994).



✚ **Impacto en la evaluación de la formación.** Una comparación útil entre los registros en tiempo real y los registros a través de cable requiere los siguientes pasos:

1. Seleccionar los datos LWD que tengan una calidad cercana o mejor a los datos tomados a través de cable.
2. Determinar dónde las herramientas tienen respuestas similares de los sensores y, si no, determinar si la diferencia es significativa.
3. Aplicar correcciones ambientales usando condiciones estándar idénticas entre ambos tipos de registros.
4. Tener en cuenta dónde las condiciones de la formación pudieron cambiar en el tiempo en que se corre un registro en tiempo real y uno a través de cable.

Siguiendo estos pasos, no siempre se resuelven las diferencias entre los registros, pero reducen las diferencias causadas por los efectos ambientales y de los sensores.

La tecnología en tiempo real actual, tiene numerosos sensores capaces de igualar la calidad de las mediciones a través de cable; sin embargo, para realmente acercarse a la calidad de los datos a través de cable, se recomienda realizar procedimientos rigurosos de control de calidad, estos procedimientos incluyen información bien documentada del agujero, buenos datos de densidad y tasas de perforación susceptibles a la baja desviación estadística de los datos registrados.

Las correcciones ambientales precisas son muy importantes para tener una comparación válida, estas correcciones requieren datos del lodo confiables, conocer las condiciones del pozo y estándares comunes de referencia. Cuando se comparan registros corregidos por diferentes condiciones estándar, es aceptable usar el estándar para el tipo de registros más común corrido en el campo referido. Debido a que muchos de los campos tienen numerosos registros a través de cable, los estándares a través de cable normalmente son apropiados. Sin embargo en ausencia de una buena calidad en los datos a través de cable, es aceptable usar estándares de los registros en tiempo real más comunes como referencia.

CAPÍTULO II. SÍSMICA DURANTE LA PERFORACIÓN

II.1 INTRODUCCIÓN

La sísmica durante la perforación (SWD), se refiere a las técnicas sísmicas realizadas mientras la sarta de perforación se encuentra dentro del pozo; ya sea, durante la perforación, durante la maniobra o mientras se conecta la tubería. En los pasados 21 años (1986-2006), la técnica SWD con la barrena, empleaba energía mecánica emitida por una barrena tricónica que proveía información vital en tiempo real durante la perforación, proporcionaba información tiempo-profundidad además de información de zonas que aún no se habían perforado, en reflectores de capas debajo de la barrena.

Otra técnica emergente que es empleada desde el 2000 es el Perfil Sísmico Vertical Durante la Perforación (VSP-WD), que consiste en registrar la señal sísmica generada por una fuente sísmica en superficie con sensores sísmicos integrados dentro del aparejo de perforación (BHA). Dos VSP a través de cable que son considerados como técnicas de Sísmica Durante la Perforación son las técnicas de registros a través de la tubería o condiciones severas de registro (TLC), en particular el TLC-VSP y la técnica de registro estándar a través de cable de VSP Intermedio.

Recientemente se ha introducido la herramienta de impulso hidráulico de barrido que es capaz de generar una señal sísmica de banda ancha en la barrena durante la perforación. Esta herramienta presenta algunas limitaciones con respecto a la Sísmica con la Barrena particularmente en formaciones suaves y en pozos inclinados realizados con barrenas de diamante PDC (ver apéndice).

II.2 ANTECEDENTES

La idea de utilizar la sarta de perforación como fuente sísmica para investigar características del subsuelo, comenzó en 1930. El concepto original fue el de una herramienta durante la perforación a través de cable (por dentro de la tubería), con lo que se hacía el procesamiento de una señal simple, ésta consistía en la aplicación de fuerza a través de impactos discretos que creaba una señal a través de pulsos; sin embargo, esta técnica dejó de crecer cuando la perforación rotatoria se convirtió en la técnica base. Treinta y ocho años más tarde en 1968, el geólogo M. Chapius hizo el intento de utilizar la señal de vibración creada por la barrena. Él observó que en los alrededores de la barrena “lo más difícil de la formación que se está



perforando, es el fuerte ruido que se produce”; entonces, decidió grabar el ruido que perturbaba a la perforación con un geófono colocado sobre el terreno en un sitio vecino a la plataforma. Posteriormente, en 1972, Jean Lutz en Elf Aquitaine (Paris), con sus geocientíficos y colegas perforadores mejoraron ésta técnica colocando un acelerómetro en la parte superior de la sarta de perforación que medía las vibraciones de la barrena transmitidas a través de la sarta de perforación.

A principios de los ochentas geofísicos de Elf-Aquitaine y CGG, se dieron cuenta que el acelerómetro colocado en la parte superior de la sarta de perforación recibe una señal continua semejante a la del geófono en superficie pero con una velocidad diferente, ya que las dos trazas serán de tiempo de desfase; usando la crosscorrelación (correlación cruzada) el valor de este retraso puede ser estimado. Pasaron unos cuantos años hasta que Elf presentó una patente en 1985, entonces la compañía Western Atlas publicó resultados interesantes obtenidos en zonas continentales en América del Norte en pozos perforados por Amoco, en 1986 (TomexTM-type SWD survey).

La experiencia geofísica acumulada por varios contratistas sísmicos con diferentes compañías comenzó a mostrar resultados pobres de la técnica TomexTM: y los resultados se mostraron razonablemente insatisfactorios cuando una barrena PDC (Cortador de Diamante Policristalino) se utilizaba; y los buenos resultados no fueron muy habituales, incluso cuando el cono de la barrena se encontraba en condiciones favorables; por ejemplo realizando una perforación en formaciones poco duras, con suficientes dientes del cono de la barrena, parámetros de perforación apropiados y con una geometría simple de la trayectoria del pozo.

Antes de 1990, ocurrieron interacciones técnicas muy limitadas entre los geofísicos y los perforadores, y las mediciones sísmicas no captaron parte significativa del mercado potencial. A principios de los noventas, el Instituto Francés del Petróleo (IFP) probó su nuevo sistema TRAFORD MWD, utilizando un cable que mantuviera contacto con la superficie a través de las tuberías de perforación, este sistema fue diseñado por ingenieros electrónicos y mecánicos del Departamento de Perforación del IFP, con la intención de analizar vibraciones dentro del pozo durante la perforación, con el fin de mejorar la seguridad de las operaciones de perforación. De 1990 al 2000, esta técnica fue ampliamente aprovechada y desarrollada por el IFP y sus socios a través de varios experimentos.

Motivados por las limitaciones de la Sísmica con la barrena en el año 1997 un proyecto de Schlumberger exploró ampliamente diversos caminos para mirar hacia el futuro de las barrenas. Los expertos examinaron la viabilidad de llevar a cabo las mediciones sísmicas en pozo con receptores en la tubería de perforación y una fuente en superficie. Trabajando con otras compañías operadoras, ingenieros y científicos de Schlumberger identificaron la mejor manera para entregar la información necesaria. Se construyó una herramienta prototipo, y en 1998 se pusieron a prueba en pozos experimentales de Schlumberger con resultados prometedores.

En enero de 1999, British Petroleum (BP) y Schlumberger empezaron a colaborar en las pruebas en la técnica de mediciones sísmicas durante la perforación y la herramienta experimental fue exitosamente probada en el Centro de Pruebas de Campos Petrolíferos en las Montañas Rocosas (RMOTC) en Wyoming, EUA. Alentada por los resultados, Schlumberger construyó más herramientas y las pruebas en campo se intensificaron. Durante el desarrollo de esta nueva herramienta, los ingenieros y científicos de Schlumberger tuvieron que superar muchos desafíos técnicos, eligiendo entre las tecnologías existentes y desarrollando nuevas tecnologías.

La nueva técnica emplea una herramienta LWD que contiene sensores sísmicos, una fuente sísmica en superficie y un sistema de telemetría de mediciones durante la perforación (MWD) para transmitir la información a la superficie. La energía sísmica se produce en superficie por una fuente sísmica convencional, como una pistola de aire desplegada de una embarcación o plataforma. La herramienta sísmica MWD es colocada dentro del pozo en la parte más profunda de la sarta, para recibir la energía sísmica directa y la reflejada que fue originada por la fuente. Recientemente, las mediciones SWD han tomado un nuevo rumbo con la introducción de la herramienta de Impulso de Barrido de Tempres. La herramienta es capaz de generar VSP's en pozos inclinados con una barrena PDC. El éxito en las pruebas realizadas en campo se llevó a cabo por Tempres en el Área de Pruebas Experimentales Baker (BETA), con una herramienta prototipo. Ésta técnica es considerada como una nueva joya en la gama de técnicas SWD y presenta muchos avances sobre los servicios VSP-WD.

II.3 DEFINICIONES

La Sísmica Durante la Perforación (SWD) es una tecnología emergente que emplea la energía de la barrena como una fuente sísmica. Con las mediciones en tiempo real disponibles en pozo, la eficiencia y seguridad en la perforación se incrementa; en operaciones de perforación, la barrena rotaria al penetrar las rocas, genera ondas sísmicas elásticas que viajan a través de los estratos y son registradas en superficie mediante arreglos de geófonos. Usar las señales mecánicas emitidas por una barrena rotaria es una forma de conseguir este objetivo, sin interrumpir las operaciones de perforación en términos del costo. La técnica sísmica con la barrena utiliza energía acústica emitida por una barrena tricónica para proporcionar información vital en tiempo real durante la perforación, no se necesita tiempo extra en la plataforma y la técnica no interfiere con las operaciones de perforación normales.



El tipo de incertidumbres que pueden reducirse con la ayuda de estudios de sismica con la barrena son, la selección de puntos de nucleado a través de la tubería; predicción fiable y actualizada de la presión de formación que a su vez nos ayuda a predecir el peso del lodo y una predicción precisa de la profundidad de zonas de sobrepresión; alerta temprana del desarrollo de zonas clave y problemas potenciales en la tubería; así como la predicción segura y precisa de riesgos en la perforación.

En la técnica SWD, las señales registradas mediante sensores que se encuentran en la parte superior de la sarta de perforación, son correlacionadas con los registros tomados en superficie por los geófonos y analizados para dar mayor precisión a la información de los tiempos de viaje a través de la sarta de perforación. Los tiempos de viaje registrados por los geófonos de superficie son corregidos (por los tiempos de viaje en la sarta de perforación) para obtener el tiempo de tránsito único desde la fuente que se encuentra dentro del pozo hasta los receptores en superficie.

La información obtenida a profundidad en tiempo real en el pozo, permitirá que la posición de la barrena sea representada en la sección sísmica de superficie como una perforación en progreso. Esta información también puede ser usada de forma exitosa para guiar la trayectoria del pozo en áreas que carecen de información de velocidad sísmica antes de la perforación.

Los datos SWD son adquiridos sin usar ningún instrumento dentro del pozo y su registro no interfiere con el proceso de perforación. La SWD provee de manera efectiva un VSP inverso con una fuente dentro del pozo y un arreglo de geófonos en superficie, este representa el proceso inverso de un VSP convencional donde la fuente sísmica se encuentra en superficie y los sensores se encuentran dentro del pozo. Esta técnica también proporciona una oportunidad de medir la velocidad (tiempo-profundidad) de forma continua, que permite un posicionamiento preciso de la barrena en relación con los datos sísmicos de superficie en tiempo real conforme avanza la perforación, lo cual es comúnmente importante en la determinación de puntos de nucleado durante la perforación. A diferencia de los registros de pozo y los estudios VSP que son adquiridos una vez que se ha terminado la perforación, los datos SWD son adquiridos mientras el pozo se está perforando.

Los datos disponibles también pueden ser utilizados de forma personal dentro de la plataforma, o pueden ser comunicados vía satélite, líneas telefónicas o fax a las oficinas donde equipos activos realiza actualizaciones de la información a profundidad para lograr predicciones dentro de una estación de trabajo. El esquema básico de las mediciones se ilustra en la figura II.1.

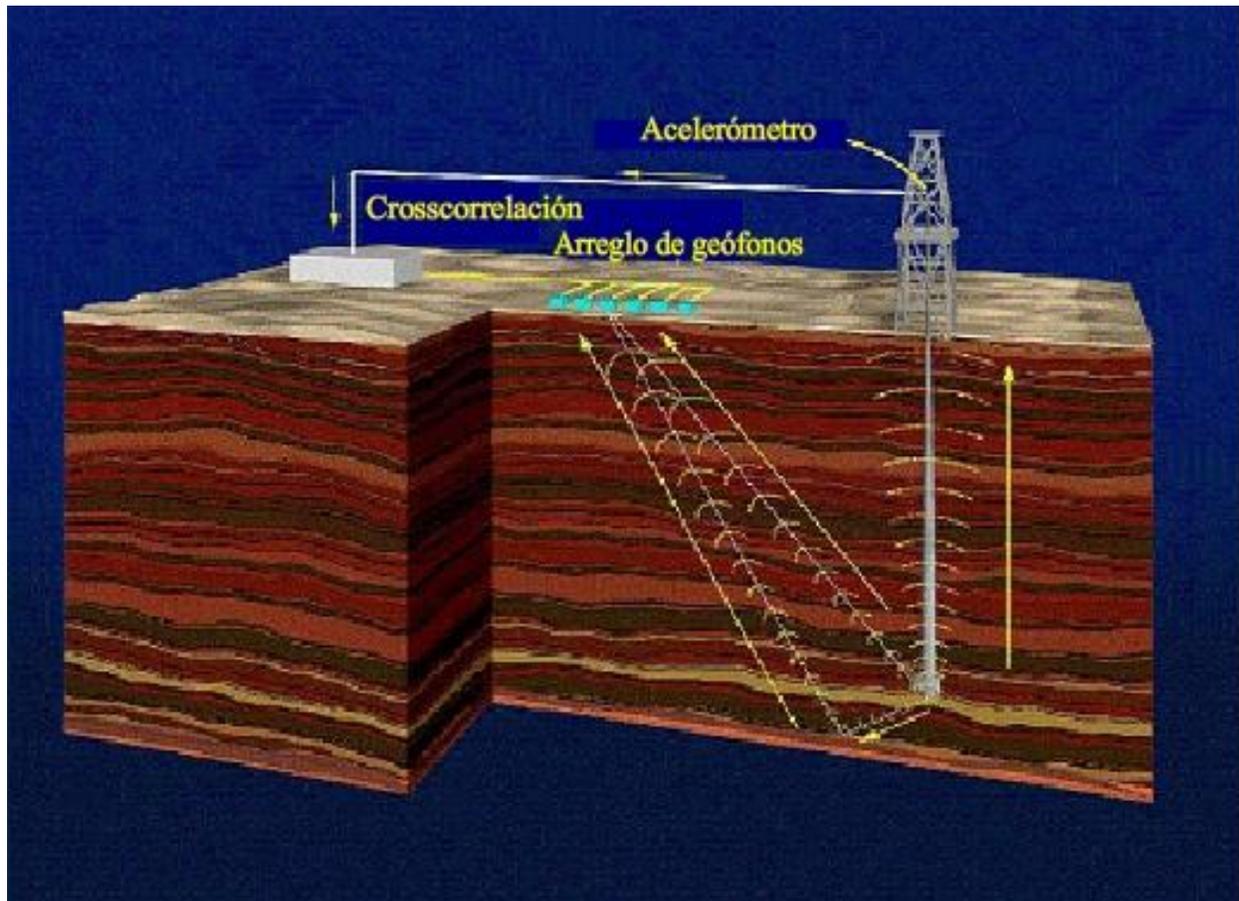


Figura II.1. Ilustración esquemática del método SWD (Sísmica Durante la Perforación).
(Dasgupta, 2003)

METODOLOGÍA

Conforme la perforación avanza, la trituración y corte de las rocas mediante los dientes del cono de la barrena rotaria, actúan como una fuente de energía dentro del pozo a partir del punto más profundo en el pozo. Existen geófonos plantados sobre el terreno en superficie con diferentes distancias fuente-receptor (*offset*) a partir de donde la torre de perforación detecta la energía transmitida. La fuente empleada en sísmica con la barrena es dipolar y emite energía acústica dentro de las formaciones de roca circundantes a través de dos direcciones principales. Parte de la energía sísmica viaja directamente a la superficie mientras que el resto de la energía es emitida hacia abajo por delante de la barrena donde puede ser reflejada por los contrastes de impedancia que existentes en el subsuelo en las interfaces de los estratos. A partir de esta energía sísmica reflejada se pueden formar imágenes de las formaciones al frente de la barrena.



ADQUISICIÓN DE DATOS SWD.

En un sistema sísmico fuente-receptor convencional el tiempo de viaje de las reflexiones se mide desde que se genera la energía sísmica hasta su recepción. La señal sísmica en los sistemas SWD son registrados de forma continua y no hay un tiempo cero de referencia. En el sistema de adquisición de datos SWD, las vibraciones de la barrena mientras penetran las formaciones de roca son medidas continuamente mediante dos caminos diferentes de propagación de la onda. La energía que viaja a través de la formación de roca es detectada por geófonos plantados en la superficie. Las ondas sísmicas que viajan a través de la sarta de perforación son registradas usando acelerómetros anclados a la unión rotaria en la parte superior de la sarta de perforación. Esto se utiliza como un piloto o señal de referencia y es análogo al barrido con vibroseis.

La señal piloto se correlaciona con los registros obtenidos de los geófonos de superficie. La crosscorrelación de la señal piloto con las señales dadas por los geófonos proporciona un tiempo de diferencia relativo entre la trayectoria en la barrena y la trayectoria en la formación. Con el fin de encontrar el tiempo de viaje absoluto a través de la formación que va de la sarta de perforación a los geófonos, la velocidad promedio y velocidad de intervalo de la tubería de perforación es registrada desde los múltiples ocasionados por la sarta de perforación, determinados mediante la autocorrelación de la señal piloto. Conociendo el tamaño de la sarta de perforación, el tiempo de retraso de la señal piloto puede calcularse. Este es el tiempo necesario para corregir las señales de los geófonos correlacionadas con el tiempo de viaje verdadero de la barrena al geófono.

El tiempo de grabación de la señal es continuo para perforaciones de 30 ft (para la fuente) en conjunto con la tubería de perforación. La señal cruda, es crosscorrelacionada con la señal continua registrada en los acelerómetros ubicados en la barrena. La salida del registro crosscorrelacionado se obtiene a pocos segundos de la señal sísmica. Esto incluye la primera ruptura de los arribos directos a través de las formaciones de roca, seguido por las ondas reflejadas. Cada grupo de geófonos es crosscorrelacionado de forma independiente y apilado después de corregir por NMO. Durante el registro SWD, las trazas son apiladas y sacadas en intervalos de tiempo regulares, por ejemplo, al final de cada unión de la tubería de perforación. La fuerza de reacción del proceso de perforación, vibraciones de la torre de perforación y bombas de lodo, generan ruido de superficie. Estas altas amplitudes de las ondas superficiales predominan en el registro de los geófonos. La deconvolución basada en el piloto es aplicada en el procesamiento de campo para eliminar el ruido de superficie.

Los sistemas SWD de adquisición y registros de campo varían dependiendo de la compañía. Una compañía emplea un sistema de registro de 8 canales con 6 grupos de geófonos establecidos en la superficie cercanos al cabezal del pozo. El sistema puede realizar apilamiento en tiempo real en el campo y otras pueden procesar los datos in situ. Otra compañía de servicios emplea un

sistema de recepción de 12 canales de los cuales 8 son desplegados para registrar los grupos de geófonos de superficie. El sistema no tiene capacidad de transmitir los datos en tiempo real, por lo que los canales individuales son registrados de forma independiente para su posterior apilamiento y procesado de la señal.

PROCESAMIENTO DE DATOS DE MEDICIONES SWD.

Las nuevas mediciones sísmicas en pozo pueden ser fácilmente procesadas para la determinación de tiempos de arribo directos siempre y cuando el reloj de las herramientas de memoria autónomas dentro del pozo, sea lo suficientemente preciso y se haya verificado correctamente, la sarta de perforación guía ondas que pueden dar como resultado el control independiente de la precisión del reloj dentro del pozo, siempre y cuando la señal de la fuente sea muy repetitiva; por ejemplo, la señal de la sarta de perforación como fuente puede ser compensada hasta cierto punto por una simple media del espectro en equilibrio, como la rigidez de la formación en virtud de los cambios de perforación, este proceso también es conocido como deconvolución. De ahí que es posible realizar el procesamiento de datos sísmicos de pozo con el fin de proporcionar eventos de reflexión de sísmica de fase cero e imágenes que son bastante idénticas para SWD como para cualquier otro estudio sísmico de pozo a través de cable. En general, la calidad de los datos crudos registrados produce la calidad y fiabilidad de los resultados de los datos procesados.

PROBLEMAS MÁS IMPORTANTES PARA LAS MEDICIONES SWD.

Las mediciones sísmicas durante la perforación son extremadamente útiles para la selección de puntos de nucleado a través de la tubería, son confiables para la predicción de presión en la formación que puede ayudar a predecir el peso del lodo, correlación tiempo a profundidad precisa y una predicción segura de riesgos en la perforación. Los dos problemas principales que son importantes de mencionar son la medición de datos dentro de pozo con precisión y fiabilidad.

El primer problema que debe ser entendido es el hecho en que a diferencia de las mediciones convencionales a través de cable, las mediciones SWD pueden prevenir un buen acoplamiento entre el sensor y el pozo. Así, sino se tiene una correcta ubicación del pozo que será perforado en la sección sísmica tiempo-profundidad puede dar lugar a varios peligros durante la perforación, lo que obstaculiza el único objetivo de las mediciones SWD. El servicio SWD extiende los límites del servicio MWD tradicional, el sistema SWD está diseñado para poner una fuente sísmica controlada, una amplia pre-planificación del trabajo, posterior procesamiento de



datos y medición de parámetros fuera del pozo a un nivel de precisión que aún no se ha logrado. El sistema SWD efectivo no sólo ha adoptado el diseño del sistema para asegurar la precisión, pero también la herramienta descrita generalmente tiene componentes eficaces en términos de la sección de sensores, sección de adquisición de los datos y sección del reloj.

El sistema SWD contiene una computadora principal en superficie y la herramienta de pozo contiene sensores, un reloj y una fuente sísmica. La herramienta de pozo consiste de geófonos, hidrófonos y acelerómetros. El despliegue de estos sensores en cualquiera de las direcciones de los tres ejes principales se relaciona directamente con el acoplamiento de los sensores de la formación. Los sensores son colocados en su posición acimutal alrededor del tubo lastrabarrena o tubería de contrapeso (*drill collar*). Los sensores pueden resistir altas presiones por encima de 25,000 psi y temperaturas mayores a 165 °C y han sido embalados para mejorar el acoplamiento con la formación. El segundo problema importante es el tiempo preciso que existe entre los sistemas de pozo y los de superficie, los valores fundamentales del sistema SWD dependen del mantenimiento de la exactitud en los tiempos. A partir de ahora, se emplean dos tipos de generadores de frecuencia, uno es un oscilador de cristal de cuarzo y otro es un modelo de frecuencia atómica. El reloj (generador de frecuencia) necesita una precisión lo más cercana posible al reloj atómico de Rb de frecuencia estándar.

La adquisición de los datos se debe de realizar desde el punto de vista que los datos sean útiles y que se pueden incorporar canales de datos de diferentes fuentes de adquisición. El reloj empleado dentro del pozo que se ha descrito anteriormente debe poseer precisión en los tiempos. Las aproximaciones deben basarse en pruebas extensivas para lograr la exactitud deseada. Después de diseñar diversos componentes del sistema, éstos deben tener pruebas en campo. Los ensayos en campo ayudan a hacer mediciones comparativas con varias fuentes sísmicas en diferentes ambientes de pozo.



DOMINIO DE APLICACIÓN DE LAS MEDICIONES SWD.

La exploración y desarrollo de la perforación ocurre en zonas donde la calidad de la superficie sísmica es pobre o cuando los objetivos en el subsuelo se encuentran muy profundos y son difíciles de observar con la sísmica de superficie. La probabilidad de obtener un mayor éxito cuando se emplea SWD a partir de la barrena, se aplica a los dominios de los pozos verticales y poco desviados con objetivos a profundidades medias; regiones continentales con superficies resistentes a las condiciones en donde emplear una fuente sísmica de superficie es costoso; objetivos profundos en áreas donde los estratos superficiales son complejos o donde los estratos superficiales se encuentran muy atenuados por las ondas sísmicas. En los lugares donde se realizan perforaciones de relleno (*infill drilling*), donde emplear una fuente sísmica de superficie es difícil y muy caro, la sísmica SWD con la barrena es muy eficaz. La técnica que

combina mediciones electromagnéticas EM-SWD a través de la barrena goza una clara ventaja sobre las técnicas convencionales de VSP a través de cable, en áreas con condiciones difíciles de terreno donde sólo los perfiles sísmicos 2D de superficie son económicamente razonables. La técnica EM-SWD puede ser más eficiente que las técnicas convencionales cuando las reflexiones profundas son buscadas, con una gran superficie sísmica 3D con geófonos desplegados alrededor del pozo a grandes distancias de la torre de perforación.

Existen tres problemas en la Sísmica con la barrena en plataformas en aguas profundas, donde los estudios son adquiridos usando receptores en el cable en el fondo del océano (BOC): 1) las barrenas cónicas son raramente utilizadas en perforaciones en altamar donde las formaciones tienden a ser medianamente duras; 2) la instalación de cables de fondo oceánico en aguas profundas presenta varias dificultades; 3) no es posible controlar los datos sísmicos de pozo en tiempo real y su disponibilidad no es inmediata en contraste con las técnicas directas convencionales que tienen un acceso rápido a cualquiera de las ubicaciones de la fuente que se prefieran. Las razones mencionadas sugieren que la técnica convencional por cable es más eficiente en estudios realizados en zonas marinas someras.

Los estudios VSP-WD han añadido un valor considerable a las operaciones de perforación en diversos lugares difíciles en todo el mundo. La calidad de los datos obtenidos mediante los VSP-WD es comparable a los estudios convencionales a través de cable. Esta técnica ha demostrado que supera la mayoría de las limitaciones que enfrentan los estudios sísmicos con la barrena. Tiene una gran aplicación en pozos altamente desviados como la parte horizontal de un pozo, donde estudios a través de cable convencionales fallan y necesitan equipos especializados. Es también una opción viable para su aplicación en aguas profundas donde los costos de la torre de perforación son altos. Sin embargo, la calidad de acoplamiento mecánico de los sensores con la formación, añade retos tecnológicos a las herramientas de perforación VSP-WD. En los últimos años, distintas pruebas se han llevado a cabo, las cuales prueban que puede ser puesto dentro de los datos de calidad de los estudios VSP-WD.

La herramienta de impulso de barrido SIT (*swept impulse*) recientemente presentada, superó las limitaciones de la sísmica con la barrena, permitiendo operaciones con barrenas PDC, tanto en pozos inclinados como en formaciones suaves. Una prueba con la herramienta prototipo llevada a cabo en el Área de Pruebas Experimentales Baker (BETA) mostró resultados superiores comparado con la herramienta VSP-WD (tabla II.1). En total, los estudios SWD han ayudado a los perforistas a tomar decisiones adecuadas sobre todo en el desarrollo de la perforación y en el ahorro de millones de dólares para el cliente.



| Características | Servicios SIT | Servicios VSP-WD |
|-----------------|---|--|
| Tiempo real | Pantalla VSP en tiempo real en plataforma con una pantalla de corredor de apilamiento | Datos en tiempo limitados (la telemetría de pulso de lodo es planeada) |
| Resolución | 15 m | Desconocida |
| Onda de cizalla | Sí, Alta energía de cizalla | No |
| Temperatura | 200 °C | 150 °C máx |
| Presión | No hay limite | 25 000 psi |
| Operaciones | Continuas | Durante las conexiones de perforación |
| Fuente | De banda ancha en el fondo | Pistola de aire |

Tabla II.1. Comparación entre los servicio SIT y VSP-WD. (Anchlya, A., 2006)

✚ VENTAJAS DEL MÉTODO SWD

- ⊕ **No hay pérdida de tiempo en la torre de perforación.** A diferencia de las adquisiciones sísmicas en pozo, no es necesario correr un registro por separado y que el pozo quede libre de la sarta de perforación. No se consume tiempo de la torre de perforación para adquirir los datos, y no hay riesgos de daños en pozo o pérdida de la herramienta.
- ⊕ **No se emplean instrumentos en pozo.** A diferencia de muchos métodos MWD, no se emplean herramientas dentro del pozo, y no hay interferencia con las operaciones de perforación.
- ⊕ **Es más económico** que estudios de pruebas de disparo convencionales.
- ⊕ **Proporciona información en tiempo real** para la optimización de parámetros de perforación mientras el pozo se encuentra en progreso.
- ⊕ **Proporciona la posición de la barrena en tiempo** con el fin de monitorear la posición de la barrena con respecto a los datos sísmicos 3D.
- ⊕ **El informe predice información delante de la barrena.** La energía de reflexión de la barrena puede ser empleada para ver por delante de zonas de sobrepresión, cavidades, fracturas u otros riesgos en la perforación.

II. 4 CLASIFICACIÓN DE LAS TÉCNICAS SWD

Hoy en día se conocen diferentes técnicas de sísmica durante la perforación, las cuales han ido evolucionando con el paso de los años; sin embargo, dentro de las técnicas más reconocidas y empleadas actualmente se encuentran las siguientes cuatro:

- ⊕ Sísmica con la barrena
- ⊕ Sísmica con la barrena con amortiguador y EMWD
- ⊕ Perfiles sísmicos verticales durante la perforación (VSP-WD)
- ⊕ Perfiles sísmicos mediante la herramienta de impulso de barrido (SIT, Swept Impulse Tool)

II.4.1 SÍSMICA CON LA BARRENA

La Sísmica con la barrena también conocida como Sísmica de Perforación Guiada o VSP de Ruido de Perforación, está basada en un principio muy simple, utiliza energía acústica generada por un cono de la barrena que rota mientras muele las rocas en el fondo del pozo y que actúa como una fuente dipolar de ondas P irradiando energía acústica (figura II.2) dentro de la formación; esto ayuda a determinar el tiempo a profundidad a la que el pozo se está perforando. A medida que la barrena penetra la formación, se generan vibraciones axiales en la sarta de perforación y una energía equivalente pero en la dirección opuesta, se irradia dentro de la formación en forma de Ondas P u ondas compresionales. Las vibraciones son detectadas en superficie por geófonos, hidrófonos o una combinación de ambos y las vibraciones que viajan en la dirección axial pueden ser detectadas colocando un sensor semejante a un acelerómetro en la unión rotatoria o mecanismos de unidad superior (*top drive machine*).

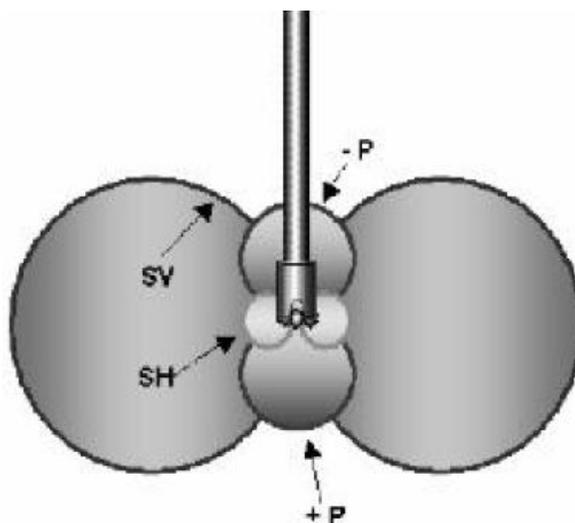


Figura II.2. Patrón de irradiación acústico de una barrena tricónica. (Anchlya, A., 2006)



A pesar de que la barrena emite energía continua durante la perforación, la información que se está obteniendo puede ser extraída hacia la superficie (figura II.3); pero para extraer información tiempo -profundidad, los expertos en procesamiento deben saber el carácter y el momento en que la señal es generada en la barrena. La energía acústica es transmitida a través de la sarta de perforación al acelerómetro y mediante la formación hasta los sensores en superficie.

Estos dos caminos, usualmente presentan diferentes velocidades acústicas, generalmente la energía transmitida de forma axial a través de la tubería de perforación viaja más rápido que la energía que se propaga a través de la formación; por lo tanto, la crosscorrelación de la señal del acelerómetro y la señal de la superficie del sensor da una diferencia de tiempo relativa (ΔT_{rel}) (técnica patentada por Elf en 1985). Una vez que la diferencia de tiempo relativa es determinada (ΔT_{rel}), el tiempo tomado a lo largo de la cadena axial (ΔT_{ds}) puede ser determinado y a partir de éstos dos datos el tiempo de viaje a través de la formación (ΔT_f) puede ser calculado (figura II.4).

Usando la energía emitida directamente de la barrena la información Tiempo-Profundidad puede ser calculada. La energía transmitida por delante se refleja debidamente en los cambios de impedancia por lo cual también son registrados ayudando a iluminar la formación que se encuentra por delante de la barrena, cuando se utilizan en conjunto con las secciones sísmicas de superficie produce una imagen fiable de zonas de la formación que aún no han sido perforadas, con una mejor resolución por la distancia más cercana.

La correlación tiempo a profundidad forma una relación de velocidad que sólo puede ser utilizada para convertir secciones sísmicas de superficie de imágenes en tiempo a imágenes en profundidad. Como se dispone de nuevos datos de velocidad, algunas estructuras y objetivos, pueden cambiar de posición de como se veían originalmente en las secciones sísmicas de superficie. En la práctica ocurren distorsiones considerables de la señal antes de extraer la información útil, por lo que se han utilizado técnicas de procesamiento de señales sofisticadas para extraer señales redefinidas a partir de la barrena.

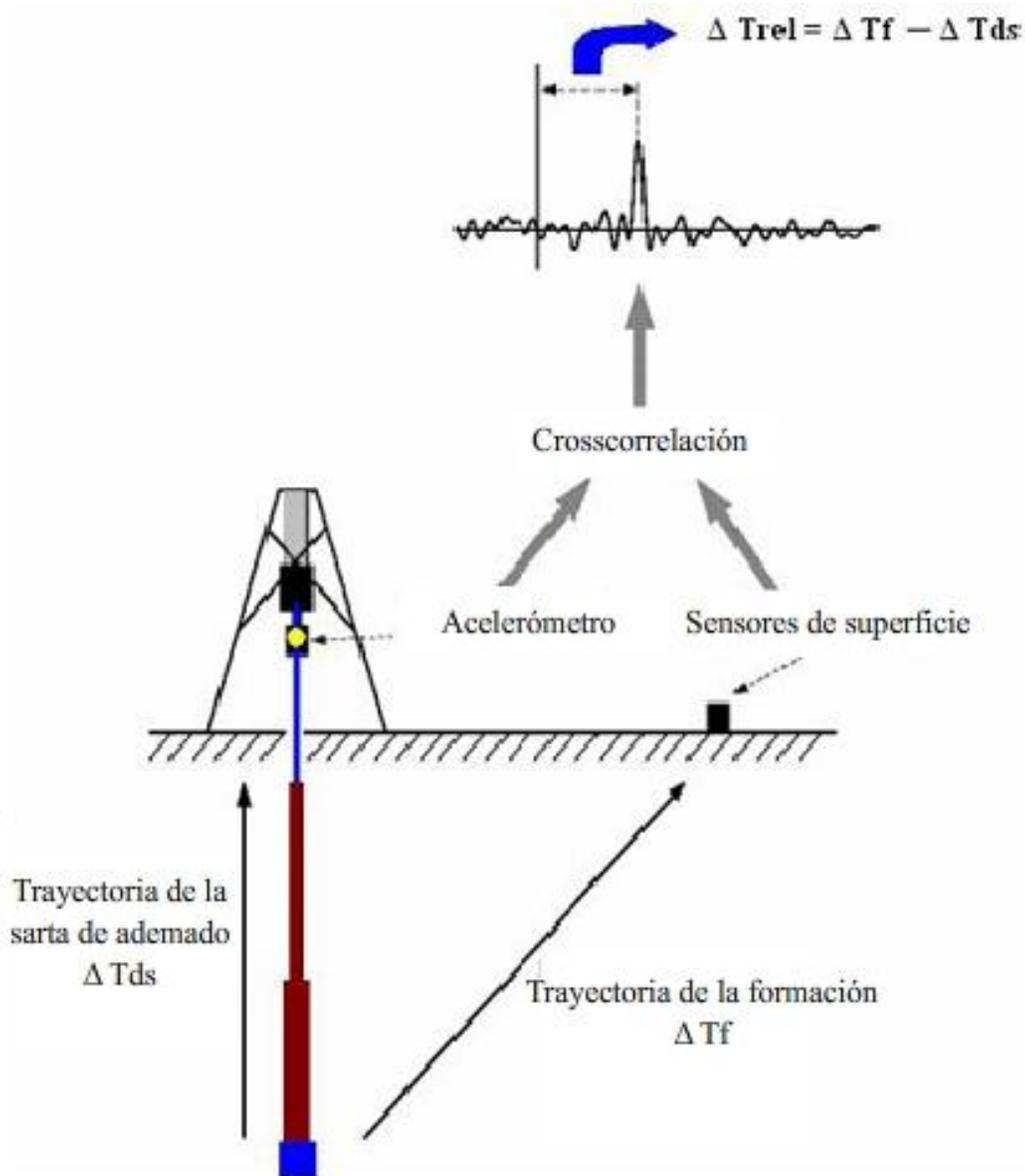


Figura II.3. Cross correlación de la señal de acelerómetro con la señal de superficie, dando como resultado una diferencia de tiempo relativa (ΔT_{rel}). Una vez que la diferencia de tiempo relativa es determinada (ΔT_{rel}), el tiempo a través de la sarta axial (ΔT_{ds}) puede ser determinado y a partir de éstos dos valores el tiempo de viaje a través de la formación puede ser calculado (ΔT_f), (Anchlya, A., 2006).

✚ SENSOR DE DESPLIEGUE Y ADQUISICIÓN DE DATOS

Destacan dos tipos de sensores utilizados para la adquisición de datos en un estudio de sísmica con la barrena. Las vibraciones axiales son medidas por un dispositivo conocido como acelerómetro montado en la barrena rotatoria o en la unidad superior; además, es conectado con un sistema de adquisición mediante un cable multiconductor. El arreglo de sensores puede



organizarse de diferentes maneras generalmente colocados en tierra; es decir, sobre la superficie y emplea un pequeño arreglo de geófonos, generalmente de 12 a 36. Los sensores de adquisición son colocados en un arreglo patrón o base; normalmente se disponen en una dirección radial fuera de la torre de perforación, con una distancia fuente receptor (*offset*) adecuada, generalmente de 200 a 300 m en el caso de un pozo vertical. Para un pozo desviado, el arreglo se coloca verticalmente por encima de la trayectoria del pozo perforado. La adquisición en superficie es un asunto sencillo comparado con la adquisición de datos en el mar. El acoplamiento de geófonos en la superficie es muy importante para tener una adquisición de datos sin problemas, los sensores se encuentran enterrados en pozos someros para mejorar la eficiencia del acoplamiento. La naturaleza de la superficie, tiene un impacto severo sobre la adquisición de datos, esto ocurre especialmente cuando el terreno es muy duro o muy blando. En formaciones muy duras, las ondas superficiales encontradas son muy rápidas y son difíciles de eliminar durante el procesamiento, por otro lado, en formaciones suaves, el problema que se presenta es debido a la atenuación de la señal.

En zonas marinas, el arreglo de los sensores para la adquisición de los datos desplegados en fondos marinos, son semejantes a los empleados en tierra, de tal manera que los sensores se colocan en una dirección por fuera del pozo. El motivo de este arreglo, es que la torre de perforación genera ruido que es difícil de quitar cuando el arreglo se encuentra cercano a un costado de la torre de perforación. Si las aguas son superficiales (menores a 200 m), como los cables están limitados a 200 m de profundidad de tirante de agua, el despliegue del sensor es convincentemente simple. El barco se sitúa cerca de la torre de perforación y el cable se coloca en la parte posterior del mismo, el otro extremo de cable se coloca en altamar en la torre de perforación o en el buque en el cual se está trabajando; el bote se aleja lentamente del buque y el cable se dispone en la parte trasera del barco. El ancla unida al cable, ayuda a que el cable se hunda de forma rápida debido a su peso. La dirección de los sensores desplegados se restringe al ancho de los cables y las corrientes existentes bajo el agua.

En aguas a mayor profundidad (usualmente hasta los 350 m) debido a las corrientes bajo el agua, los cables se van a la deriva y el despliegue de sensores se vuelve una tarea difícil. Para asegurarse que el arreglo de sensores no miente, los transmisores acústicos colocados al costado de la torre de perforación son conectados al cable en diversos puntos. La acción apropiada podría ser tomada en dado caso que el cable derivara en la dirección incorrecta con ayuda de una supervisión continua de su posición durante el despliegue del sensor.

El sistema de adquisición sísmica estándar (figura II.4) consiste de dos PC's una para la adquisición y otra para el procesamiento de los datos. Lo más práctico sería producir un solo canal poniendo todas las salidas de los hidrófonos o geófonos juntas. Este procedimiento está propenso a atenuar el ruido que viaja a través del arreglo de sensores simultáneamente a la amplificación que realiza a cualquier onda que proviene de la profundidad de la Tierra. La amplitud del ruido generado es mucho mayor en magnitud que una señal generada por la

barrena. Simplemente la suma del canal de geófonos no provee una atenuación suficiente de las ondas *ground roll*. Para superar este problema cada canal de geófonos se registra por separado por un procesador o proceso de adquisición "Front End". El procesamiento de señales y el análisis de técnicas se aplican una vez que los datos son transferidos al procesador secundario. La señal generada por la barrena y las ondas *ground roll* pueden separarse mediante un grupo de técnicas digitales, estas técnicas pueden ser aplicadas en tiempo real debido a su naturaleza adaptable. Debido a la disponibilidad de cada uno de los sensores de salida, las correcciones estáticas y dinámicas (NMO) pueden realizarse. Esto es particularmente importante cuando la barrena está relativamente somera y los NMO (*normal moveouts*), a través del arreglo pueden ser importantes. Los datos crudos y datos procesados pueden almacenarse en una variedad de formatos en una cinta DAT.

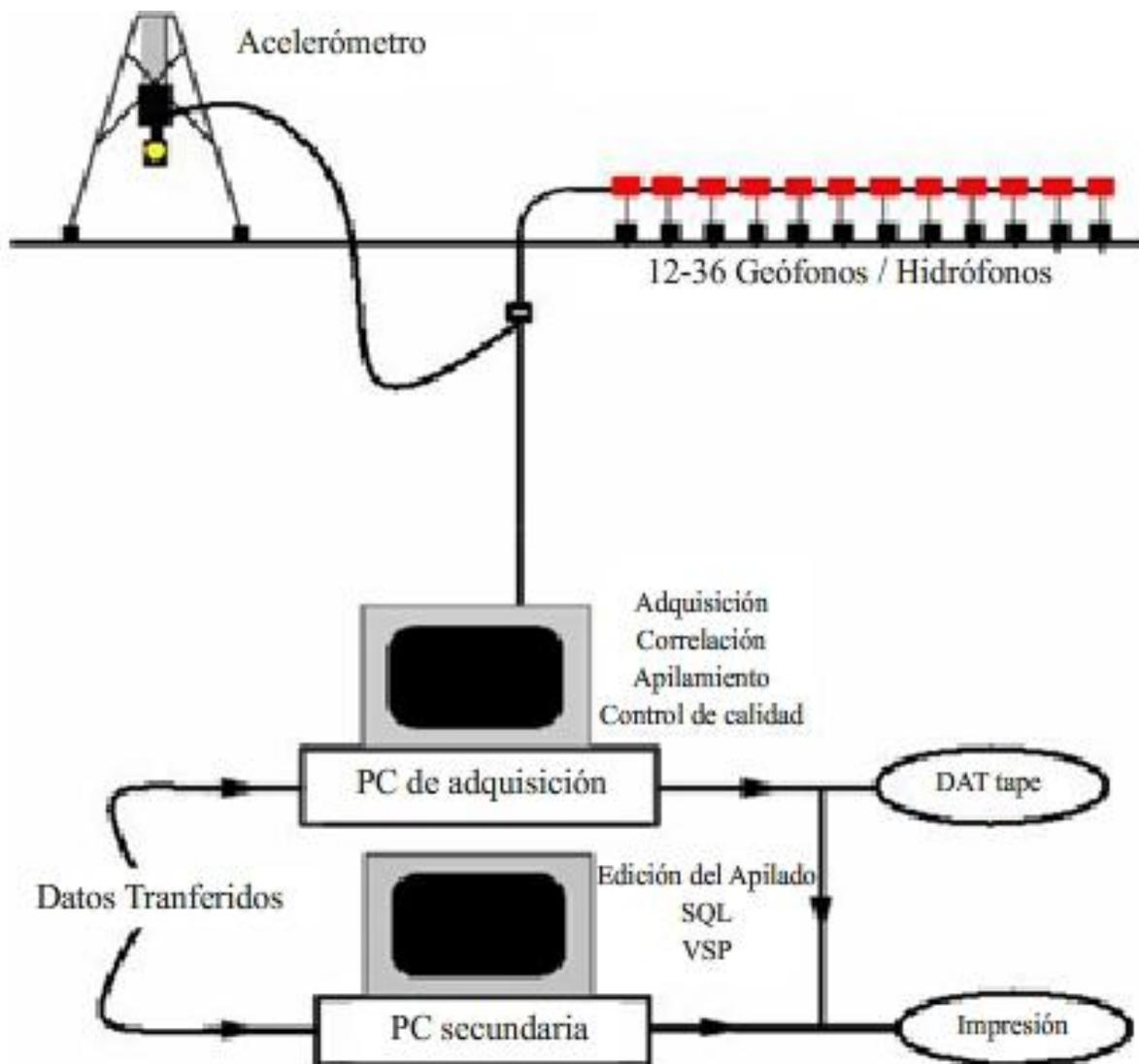


Figura II.4. Esquema del proceso de adquisición de datos. (Anchlya, A., 2006)



En realidad, la situación es más complicada a la que se menciona en la descripción anterior. Tanto la señal del acelerómetro y la señal de los geófonos son influenciados por sus caminos de transmisión respectivos, y la señal radiada dentro de la formación mediante la barrena está influenciada por la geometría de la sarta de perforación. Esto es debido a que parte de la energía que viaja hacia arriba de la sarta de perforación es reflejada hacia abajo por los cambios de impedancia (por ejemplo, la transición entre las tuberías de perforación y los tubos lastrabarrena), y emitida nuevamente por la barrena. Además, existe el problema de la relación señal-ruido, ya que la torre de perforación es un lugar muy ruidoso, por lo que se requiere de un procesamiento de señales significativo para extraer la información codiciada.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESAMIENTO DE SEÑALES

La precisión en la información Tiempo-Profundidad puede ser conocida solamente cuando el tiempo tomado por la señal generada por la barrena, que viaja a través de la sarta de perforación se conoce con cierta exactitud. El tiempo de viaje a lo largo de la sarta de perforación entre la barrena y el acelerómetro se puede determinar si la velocidad acústica de los elementos individuales de la sarta y sus longitudes son conocidas. La velocidad acústica de una tubería uniforme está dada por $v(E/D)$ donde E es el módulo de Young y D es la densidad. A pesar de que la sarta de perforación es un largo tubo de acero, la velocidad acústica sobre el ancho de banda de interés no es el de una onda extensional en una tubería de acero uniforme (aproximadamente 16,900 ft/s ó 5150 m/s). Esto se debe a la presencia de fluido de perforación dentro de la tubería y el espacio formado entre la tubería de perforación y la formación y a los parámetros mecánicos de la misma formación, que en conjunto determinan la velocidad de las ondas guiadas en la sarta de perforación. Podría haber una reducción significativa en la velocidad efectiva (hasta 10 %). La velocidad efectiva puede ser calculada si las dimensiones de todas las tuberías de perforación y de todas las herramientas son conocidas, aunque en la práctica es difícil conseguir esta información.

El método preferido para determinar el tiempo de viaje de la sarta de perforación es identificar la posición de la barrena en la imagen de la sarta de perforación. El error que se produce usando el método de velocidad podría evitarse mediante el uso de esta aproximación, ya que proporciona el tiempo único de viaje directamente de la sarta de perforación, evitando así un error significativo. La siguiente es una explicación breve de la teoría detrás de las imágenes a partir de la sarta de perforación como una técnica para determinar el tiempo de viaje a través de la misma.

La sarta de perforación es tratada como una unidad unidimensional, como un sistema de capas o estratos con el mismo tiempo de viaje (figura II.5). Las propiedades de los materiales de las capas y las áreas transversales son las responsables de impartir una impedancia acústica a cada

capa, este sistema puede ser representado por los coeficientes de reflexión que caracterizan los contrastes de impedancia en los límites de las capas. En la barrena por cada impulso aplicado, la salida del acelerómetro se puede escribir como una relación de polinomios en X , donde X es el operador de retraso; la única relación que existe se encuentra entre los coeficientes de los polinomios en X y los coeficientes de reflexión. La señal del sensor es procesada para producir series de coeficientes de reflexión, de donde se obtiene una imagen a partir de la sarta de perforación. La identificación del coeficiente de reflexión que corresponda al contraste de impedancia entre la barrena y la formación, proporciona el tiempo de viaje de la barrena al acelerómetro a lo largo de la dirección axial. La secuencia del procesamiento también produce un operador que se utiliza para atenuar los múltiples de la crosscorrelación en la sarta de perforación en el lado del acelerómetro (antes del primer arribo).

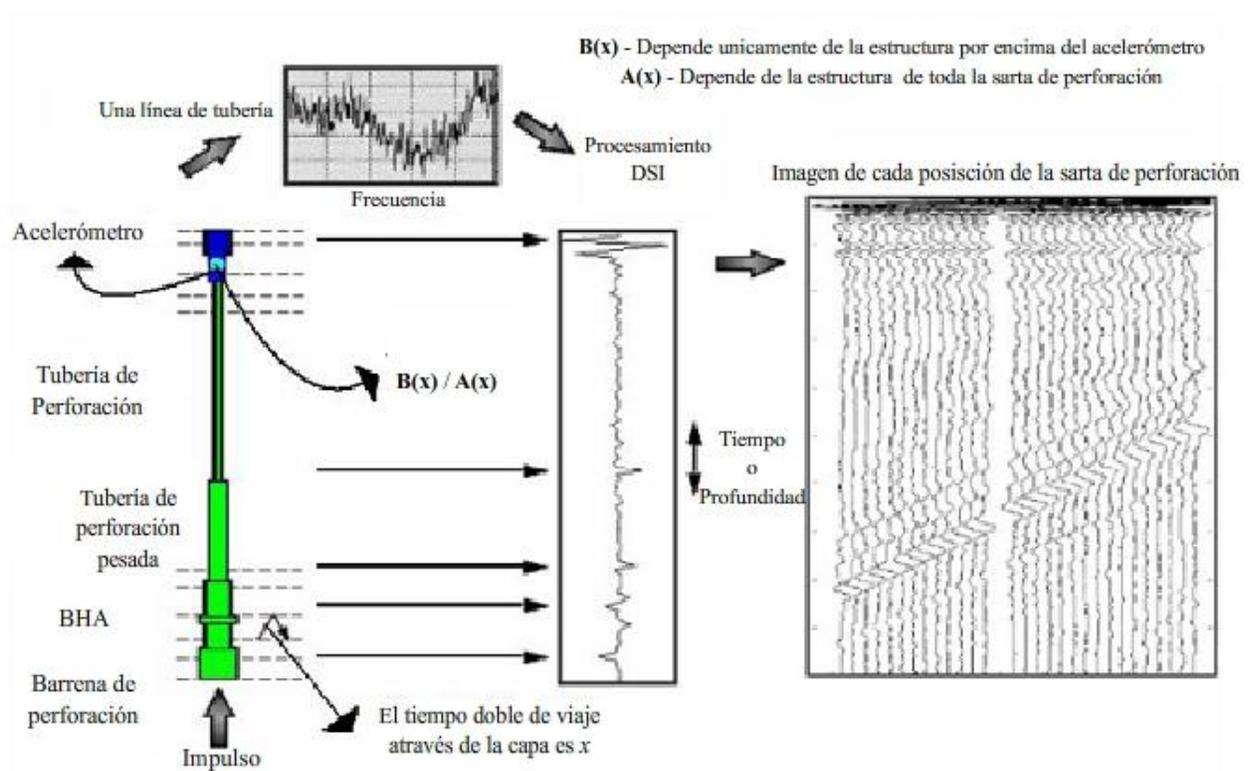


Figura II.5. Principio de las imágenes obtenidas mediante la sarta de perforación. (Anchlya, A., 2006)

El ambiente en los alrededores de una plataforma de perforación es muy ruidoso, especialmente la maquinaria pesada como las bombas de lodo y los motores diesel. El nivel comparativamente bajo de energía de una señal sísmica producida por una barrena es comúnmente opacado completamente por el ruido. En zonas continentales o en superficie, los componentes de los geófonos incluyen muchas ondas de superficie generadas por la maquinaria.



Usualmente el ruido generado en costa es más problemático para eliminar que el producido en altamar. Algunas señales de ruido que se correlacionan con la señal sísmica son causadas por las vibraciones de la barrena que viajan hasta la sarta de perforación a través del fluido que llena el espacio anular, y además a través de la interface tierra-aire existente en los geófonos que es llamada correlación por *ground roll*. El *ground roll* no correlacionado surge de las vibraciones del equipo en superficie como las bombas de lodo y las maquinas.

El ruido no correlacionado se ha reducido tradicionalmente usando las respuestas de un gran número de receptores independientes que es un proceso irreversible. Con las trazas suficientes, la señal de fase se refuerza de manera satisfactoria y el ruido ajeno a la fase es atenuado, mientras mayor sea el arreglo mejores serán los datos. La correlación del *ground roll* es más complicada, pero mediante el despliegue suficiente de geófonos en el arreglo y teniendo precaución podemos elegir direcciones, y el ruido correlacionado puede ser atenuado.

El ruido generado por la torre de perforación es atenuado generalmente usando un poderoso filtro digital adaptado. La salida individual de un geófono e hidrófono es digitalizada. Las técnicas digitales que forman destellos (*beamforming*) son empleadas para separar la señal generada por el ruido de la barrena. Es posible emplear cualquiera de los dominios del tiempo de señales que forman destellos, dependiendo del ruido que haya en el entorno. Los dos tipos de destellos son 1. Entrada múltiple/salida única, limitada linealmente, mínima varianza de destello. 2. Entrada múltiple/múltiple salida, destello no limitado basado en la técnica de cancelación de interferencia adaptativa (AIC). Si se realiza un diseño cuidadosamente, es posible eliminar el ruido no deseado con facilidad.

Como la barrena genera variaciones en la señal a lo largo de la sarta de perforación, ésta experimenta reflexiones múltiples causadas por los cambios en la sección transversal de la sarta de perforación, lo cual introduce múltiples en la señal del acelerómetro. Estos múltiples aparecerán en los datos cross correlacionados si no se eliminan de alguna manera. El procesamiento de la imagen a partir de la sarta de perforación (*Drill String Image, DSI*) también se utiliza para eliminar múltiples generados con la sarta de perforación. Como el procesamiento de los acelerómetros es una deconvolución, la DSI también provee un filtro que puede ser aplicado para eliminar estos múltiples en las crosscorrelaciones.

En pozos marinos la señal generada en la barrena se mueve hacia los sensores que se encuentran en el fondo del mar y posteriormente la señal se mueve ininterrumpidamente hacia la superficie del mar, la superficie del mar tiene un coeficiente de reflexión de 1, es decir es casi un reflector perfecto, por lo que la señal se refleja de nuevo hacia el lecho marino, donde una fracción de la señal pasa a través de la formación y la fracción restante es reflejada nuevamente. En altamar normalmente son usados hidrófonos/geófonos. Los hidrófonos son sensitivos a las variaciones de presión y los geófonos son sensitivos a los cambios de velocidad.

En la superficie del mar, el coeficiente de reflexión es positivo para variaciones de velocidad y negativo para variaciones de presión. Pero para el fondo marino el coeficiente de reflexión es positivo para la presión y negativo para la velocidad debido a que la impedancia del lecho marino es generalmente mayor que la impedancia del agua del mar. Los sensores se encuentran por encima de la interfaz por lo que miden la suma de la señal reflejada en capas de agua así como la señal reflejada en el fondo del mar. De éste modo, combinando la señal de geófonos e hidrófonos y realizando ajustes adecuados es posible eliminar los múltiples en la superficie del mar.

AVANCES EN LA SÍSMICA CON LA BARRENA

SEISBIT es el nuevo servicio de Sísmica durante la perforación ofrecido por la compañía International Logging Inc., que ofrece soluciones viables a algunas de las limitaciones que presentan las aplicaciones convencionales en pozo. El sistema Seisbit proporciona información sísmica de pozo en tiempo real que puede reducir significativamente los riesgos y costos de la perforación, mejora la eficiencia de la perforación, además de mejorar el control del pozo y aumentar la productividad del yacimiento a medida que el pozo se ubica mejor. El Seisbit utiliza el ruido de la barrena como una fuente de energía dentro del pozo. Sensores piloto son posicionados en la plataforma petrolífera para registrar el ruido de la barrena, mientras que las señales directas y reflejadas de la superficie son registradas por arreglos de geófonos desplegados en la superficie del terreno cercanos al pozo. Mediante la crosscorrelación de las señales de los sensores piloto y las señales de los geófonos es posible mejorar la señal y atenuar cualquier otro ruido no coherente. El servicio Seisbit se ofrece en todo el mundo en combinación con registros de lodo (*mud logging*), a partir de la misma sonda o herramienta de registros. Una LAN dentro de la unidad, asegura un flujo ininterrumpido de datos de parámetros de perforación requeridos para conducir la operación Seisbit. La integración completa del sistema Seisbit con el paquete de Registros Internacional DLS, asegura que los clientes y sus socios puedan acceder a los datos en tiempo real a través del sistema DLS vía Internet mediante un sitio web dinámico y seguro.

El sistema SEISBIT ofrece los siguientes servicios:

- ⊕ Una adquisición automatizada, controlada mediante parámetros de perforación reales dados por un flujo continuo de datos a partir de un sistema de registros de lodo (*mud logging*).
- ⊕ Almacenamiento de todos los datos crudos y preprocesados que permite realizar un procesamiento de datos diferido, además de realizar procesos de optimización y análisis.



- ⊕ Las visualizaciones de control de calidad (QC) se transfieren vía modem o satélite según sean requeridos o a través del portal “ILI” a un sitio seguro, para un acceso sencillo en cualquier parte del mundo a los clientes autorizados.
- ⊕ Adquisición de configuración estándar de 40 respuestas VSP con una distancia fuente receptor (*offset*) que va de los 250 m a los 2500 m.
- ⊕ Configuración flexible de la superficie para una cobertura a gran escala del área de interés.
- ⊕ Fuente amigable con el entorno que permite una amplia gama de diseños 2D y 3D.
- ⊕ Aumento de la predicción de la presión de poro a partir de la inversión de datos sísmicos.

VENTAJAS DE LA SISMICA CON LA BARRENA

- ⊕ **Estudio de proximidad de sal.** Los estudios de sísmica con la barrena para determinar proximidad de sal, son aquellos donde la barrena actúa como una fuente a diferentes profundidades con un arreglo de geófonos en superficie por encima de los domos de sal. El tiempo de viaje sísmico es registrado y combinado con otra información como la ubicación exacta de la superficie y el receptor, la velocidad de la señal en la sal y la roca circundante y la distancia de la superficie al domo salino ayuda en la construcción de un perfil del domo de sal. La variación observada en dirección vertical y horizontal en la sísmica con la barrena y el VSP a través de cable, pueden ser usados para actualizar el modelo geológico.
- ⊕ **Predicción de la presión de poro adelante de la barrena.** La presión de poro se puede predecir a partir de la fusión de las velocidades de la Sísmica Durante la Perforación y otros parámetros de perforación en conjunto con diversas técnicas de modelado. La precisión en la predicción de la presión de poro ayuda a predecir el peso óptimo del lodo que debe ser empleado.
- ⊕ **Obtención de imágenes de vista adelantada.** Las Imágenes Sísmicas de la formación por delante de la barrena pueden ser generadas en tiempo real y pueden correlacionarse con secciones sísmicas de superficie para compensar cualquier diferencia de tiempo. Esto ayuda a corregir la posición de horizontes como se ven en las secciones sísmicas de superficie.
- ⊕ **Ubicación de la barrena.** La información tiempo-profundidad obtenida en tiempo real ayuda a localizar la posición de la barrena en la sección sísmica de superficie con el avance en las actividades de perforación. Esta información puede ser usada con éxito para guiar las trayectorias del pozo y la asignación de objetivos precisos.

- ⊕ **Optimización de puntos de nucleado a través de la tubería.** Con la ayuda de la observación de imágenes de vista adelantada, y el posicionamiento de la barrena se puede determinar con precisión la posición de puntos de nucleado a través de la tubería. Por lo tanto, en algunas ocasiones, la eliminación de núcleos previamente planeados salva enormes cantidades de dinero.
- ⊕ **Reducciones de riesgo durante la perforación.** Un aumento abrupto en la presión de formación puede conducir a un peligro importante en la perforación, particularmente si antes de la perforación no se conoce la profundidad de las zonas de riesgo con un alto grado de precisión. Cuando se combinan con VSP's intermedios la técnica durante la perforación puede proporcionar una mirada hacia el adelante de las posibles desviaciones del régimen de presión normal. Las desviaciones de la tendencia a menudo indican la aparición de sobrepresión que puede ser observada en los resultados de la sísmica durante la perforación cientos de metros por delante de la barrena, a tiempo para tomar medidas de seguridad en la perforación.



LIMITACIONES DE LA SÍSMICA CON LA BARRENA

1. Esta tecnología no es confiable, ya sea en rocas blandas o rocas muy profundas (aproximadamente mayores a 18,000 ft) y en pozos horizontales.
2. No puede usarse en pozos muy desviados, debido a que las mediciones en superficie a través de la barrena se atenúan demasiado con ángulos muy grandes.
3. Sólo puede trabajar confiablemente cuando las perforaciones son realizadas con barrenas cónicas (*roller cone*). No puede ser empleado con barrenas de diamante policristalino compacto (PDC), ya que las señales generadas por estas barrenas producen mucho menos vibraciones axiales en la sarta de perforación, por lo tanto, son difíciles de detectar por el acelerómetro.

Las limitaciones 1 y 2 pueden ser mitigadas usando un dispositivo MWD para medir la señal de la fuente piloto cerca de las barrena.



II.4.2 SÍSMICA CON LA BARRENA CON AMORTIGUADORES Y EMWD

En 1991, una prueba de campo de sismica con la barrena fue llevada a cabo por el IFP-Francia con una prueba de campo MWD-TRAFOR en un pozo de gas de la región oriental de Francia, esta prueba fue prevista por los perforadores con el fin de recabar datos de parámetros de perforación del pozo. El IFP utilizó una evaluación de campo en tiempo real de la señal sísmica generada por la barrena.

Como resultado, los primeros minutos de los datos sísmicos con la barrena correlacionados, ya sea con el acelerómetro del pozo o por el acelerómetro de la parte superior de la sarta de perforación, no mostró diferencias muy significativas, ya que ambos registros correlacionados fueron alterados por un nivel muy alto de múltiples producidos por la sarta de perforación: la principal mejora obtenida por la correlación con el acelerómetro del pozo fue un mayor contenido de frecuencia.

Los geofísicos de campo del IFP (J.C. Dubois, C. Naville, Ph. Staron), se familiarizaron con la tecnología de sismica vibratoria (vibro seismic) de forma inmediata, sintieron que sería conveniente la introducción de un dispositivo mecánico de desacoplamiento, por encima de la barrena y los sensores de pozo, con el fin de reducir drásticamente la generación de múltiples por la sarta de perforación y todo tipo de fuentes sísmicas asociadas a efectos secundarios relacionados con la presencia de la sarta de perforación. Este tipo de elemento de amortiguación es bien conocido por los perforadores como un amortiguador (*shock absorber*), y ha sido ampliamente desarrollada por los fabricantes de equipos de perforación durante el período de 1950-1985.

El concepto es muy factible porque las vibraciones de la barrena son lo suficientemente potentes como para generar grandes rangos de señal sísmica de la barrena a la superficie. La relación señal/ruido mejora drásticamente después de usar subchoques a pesar de que la presencia de subchoques reduce la amplitud máxima un 80%. El sistema TRAFOR se introdujo en el mercado; sin embargo, era difícil de operar, por lo que la industria consideró una alternativa que pudiera ser más comercial.

Con esto en mente, la compañía GEOSERVICES presentó la Medición Electromagnética Durante la Perforación (EMWD) (figura II.6), una tecnología de medición del pozo sin necesidad de emplear cables (*wireless*). La transmisión EM entró en el mercado sin sufrir las limitaciones que enfrentan las telemetrías de pulso de lodo. Esta herramienta permite que los datos se almacenen en pozo y que puedan recuperarse con éxito después de que la sarta de perforación es retirada. Geoservices construyó una nueva Unidad de Registro de Pozo (DRU, *Downhole Recorder Unit*), que se incorporó en la sarta para el registro de los datos del pozo.

Los datos de la memoria DRU pueden convertirse en formato SEG-Y después que la sarta de perforación es retirada del pozo y, a continuación, se puede realizar un preprocesamiento rápido en la plataforma con un equipo de sismica de campo comercial. La Unidad de Comando de Superficie (SCU) transmite (graba) las órdenes de la DRU a través de una transmisión inalámbrica EMWD que va solamente de la superficie al pozo. Con el fin de simplificar el equipo y se mantengan dentro de límites presupuestarios razonables, no hay transmisión de datos del pozo a la superficie. Esta técnica se desarrolló con éxito y ahora se ha probado en el campo.

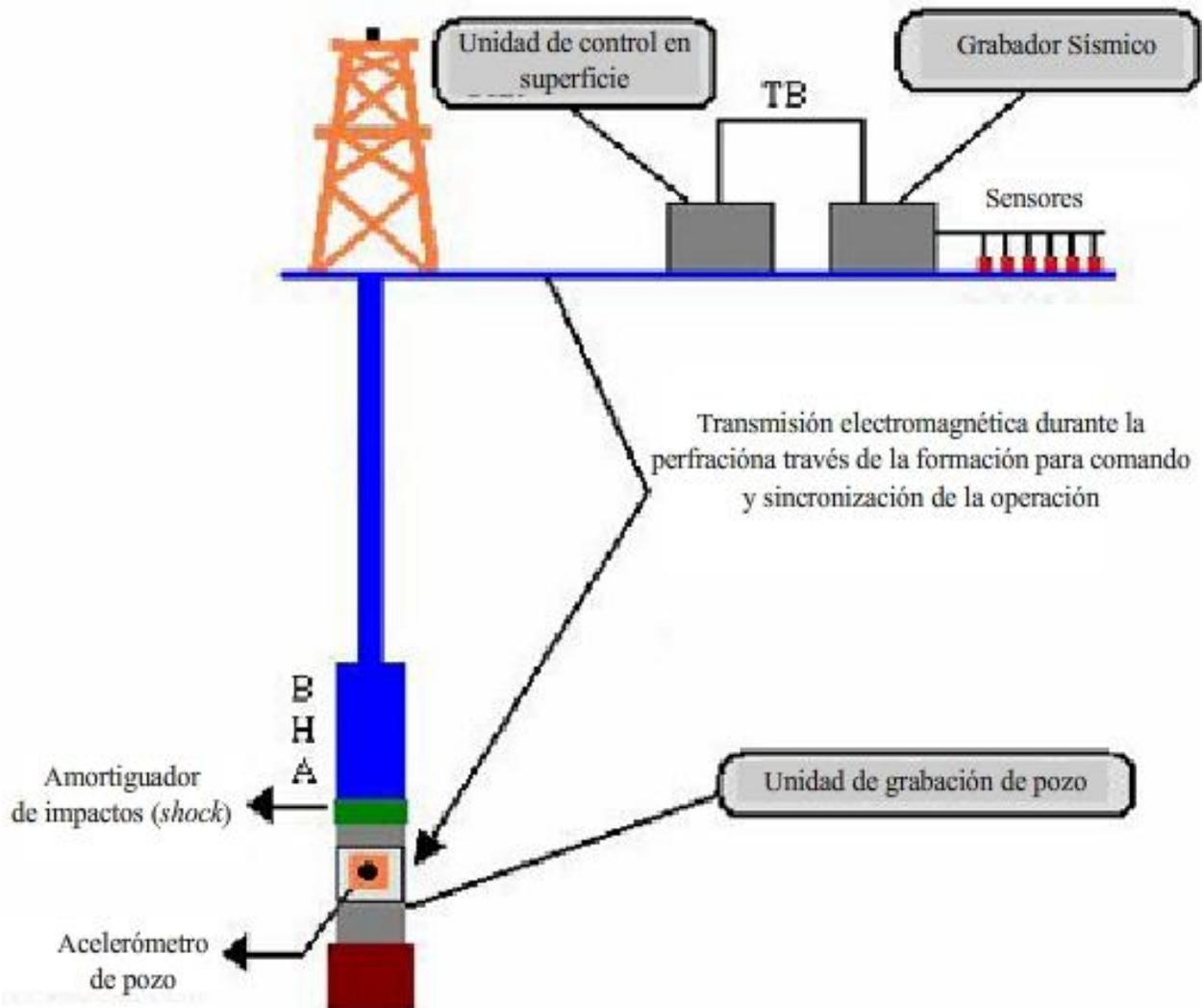


Figura II.6. Muestra de un registro EM-SWD con la barrena. (Anchlya, A., 2006)



II.4.3 PERFILES SÍSMICOS VERTICALES DURANTE LA PERFORACIÓN (VSP-WD)

Los estudios a través de cable son de excelente calidad gracias al sistema de acoplamiento activo y al monitoreo en tiempo real de la calidad de la forma de onda. El control de la profundidad también es típicamente muy bueno. Pero ellos adolecen de algunas limitaciones, que deben ser predichas cuando se realiza el estudio, lo cual puede implicar detener el pozo por encima de algún objetivo o algún peligro, o no perforar muy lejos antes que sea demasiado tarde, jalando la barrena fuera del pozo (tiempo típico de viaje 10-24 hrs), corriendo la herramienta en el objetivo (8-24 hrs), o correr la herramienta hasta el fondo del pozo (otras 12-24 hrs) para continuar perforando. En torres de perforación 2 a 3 días de tiempo en la torre pueden ser prohibidos, ya que pueden exceder cualquier cargo en el estudio de VSP. El otro inconveniente con el cable es que las condiciones del pozo o las desviaciones grandes exigirán condiciones severas en el equipo que añade costo y complejidad en las operaciones y hace lenta la adquisición del registro.

Sólo el 3% de estudios VSP a través de cable son realizadas en TLC (*Condiciones Severas de Registro, Tough Logging Condition*), lo cual sugiere que las compañías se mantienen alejadas de este tipo de operaciones. Los estudios realizados a través de cable sólo son factibles o dominantes cuando el costo de la torre de perforación y los riesgos del pozo relacionadas con la operación son bajos. Puede ser posible que haya riesgo en la ubicación y en la perforación del pozo, pero se puede manejar con un bajo costo en la torre de perforación dado el hecho de que es más barato que volver a perforar o direccionar. Contrario a esto, sabemos que se involucran costosas torres de perforación y grandes riesgos en la perforación cuando hay beneficios económicos para dirigir una entrada correcta a la mejor parte del yacimiento. Este tipo de pozos tienen un fuerte potencial de crecimiento en VSP-WD/LWD, porque las mediciones LWD (Registros Durante la Perforación), pueden realizarse con éxito y mitigar estos riesgos. Sin embargo, en algunos casos debido a la complejidad del pozo, los registros a través de cable siguen jugando un papel importante.

TÉCNICA BÁSICA DE VSP-WD

El VSP-WD no es más que una transferencia de datos sísmicos de pozo a través de cable a las operaciones de perforación (figura II.7), para los beneficios operacionales en tiempo real. El VSP-WD es muy similar al servicio a través de cable empleando la misma fuente en superficie y sensores dentro del pozo. La principal diferencia es que no existe una conexión directa entre las herramientas y la superficie. Esta técnica emplea sensores incorporados dentro del pozo en el aparejo del perforación (BHA), los cuales reciben energía sísmica de una fuente sísmica colocada en un buque (barco o torre de perforación). La fuente se dispara mientras se realizan

las conexiones de la sarta de perforación o durante las pausas en la perforación, cuando se detiene la circulación del lodo y la tubería de perforación sea estacionaria; es decir, el ruido de perforación no interfiere con el proceso de adquisición de los datos. La señal sísmica es recibida por una herramienta VSP-WD con un proceso de adquisición estrechamente sincronizado a través de una fuente convencional como las pistolas de aire empleadas en plataformas en altamar, y en tierra también puede emplearse dinamita o vibroseis. La herramienta puede captar la señal sísmica directa y la reflejada. La herramienta ubicada dentro del pozo, contiene receptores sensitivos, procesadores y memoria. Las señales se procesan dentro del pozo para determinar los tiempos de los primeros arribos, o checar el número de disparos. Después, esta información se transfiere fuera del pozo en tiempo real mediante un sistema de telemetría de pulsos de lodo. Actualmente, los sistemas de telemetría de pulsos de lodo no requieren velocidad de transmisión para enviar la información completa de datos de la forma de onda fuera del pozo. Sin embargo, la herramienta VSP-WD puede almacenar datos crudos de la forma de onda completa en la memoria que pueden ser recuperados posteriormente durante el regreso de la barrena.

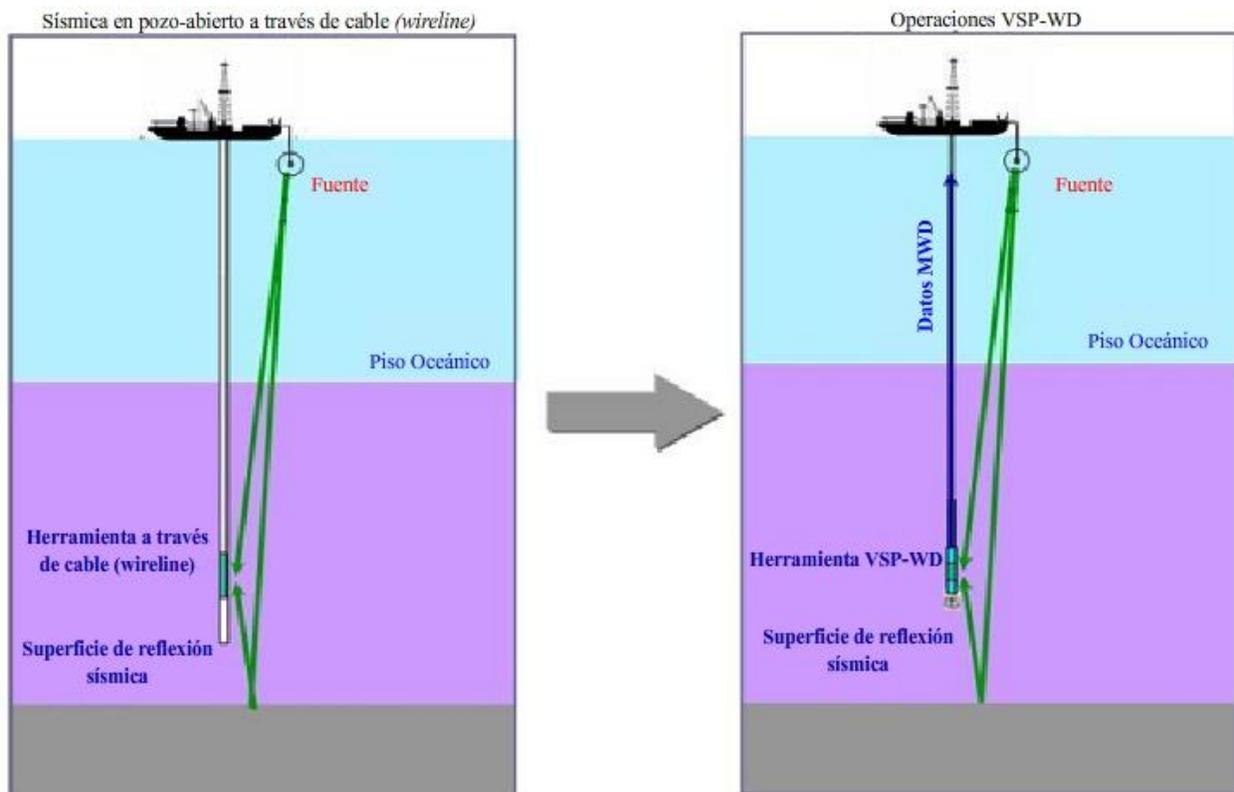


Figura II.7. Transferencia de los datos sísmicos a través de cable a las operaciones de perforación. (Anchlya, A., 2006).



Para prepararse para la adquisición de los datos, la herramienta se configura antes de que se corra en el BHA, con información en relación con el programa del registro y adquisición. El programa de registro de los datos incluye, tiempo para el viaje hacia el fondo del pozo, tiempo para descanso y el número de disparos que serán procesados. Durante el viaje, la fuente puede ser activada mientras la herramienta se encuentre a profundidad. Las señales sísmicas son registradas directamente de la fuente y reflejadas de las formaciones que serán interpretadas. Estas señales se almacenan en la memoria de la herramienta para su posterior procesamiento. Inmediatamente después de la adquisición de los datos, el procesamiento dentro del pozo determina el número de disparos. La herramienta prepara la información para transmitirla hacia afuera del pozo cuando la telemetría de pulso de lodo empieza. En la superficie, la relación en tiempo real “tiempo-profundidad” es utilizada para localizar la barrena en la imagen sísmica de superficie, lo que permite poder adoptar decisiones durante la perforación. Sólo los datos que son importantes se transmiten fuera del pozo, el resto de ellos permanece almacenado en la memoria dentro del pozo. Cuando la sarta de perforación es extraída del pozo, los datos de la forma de la onda pueden ser descargados de la memoria de la herramienta y después pueden ser enviados al centro de procesamiento para realizar el procesamiento de las imágenes de VSP’s. La técnica depende en gran medida de la geometría del pozo y de la posición de la fuente. Pozos verticales de fuentes con un offset cero trabajan mejor para este tipo de trabajo.

CONFIGURACIÓN EN SUPERFICIE Y ADQUISICIÓN DE DATOS

La tecnología se basa en relojes sincronizados. El principal avance técnico fue la construcción de un reloj preciso que se pudiera tener dentro del pozo y que fuera lo suficientemente preciso para medir con una exactitud de milisegundos y lo suficientemente resistente para sobrevivir al ambiente existente dentro del pozo. Los hidrófonos y geófonos en la herramienta, miden la energía de incidencia proveniente de la fuente colocada en superficie, procesan las formas de onda dentro del pozo para determinar los primeros arribos y la envía fuera del pozo a través de telemetría con pulsos de lodo. El equipo de superficie necesario se compone de una variedad de elementos en función de la aplicación. Los siguientes equipos son necesarios para cualquier tipo de aplicación:

- ⊕ Un sistema de pistolas de aire. (figura II.8)
- ⊕ Un sistema de cómputo en superficie para proporcionar información de tiempos y proceso de los datos.
- ⊕ Una fuente de alta presión (aproximadamente 3,000 psi)

- ⊕ Un sistema de navegación. Es un sistema basado en el GPS para el posicionamiento dinámico del buque fuente para usarse en incidencia vertical de perfiles sísmicos verticales (VIVSP), o trabajos en el *offset* de la fuente.
- ⊕ Un software de procesamiento. Esto permite un procesamiento simple y un control de calidad (QC) que se realiza en la torre de perforación que se agrega al final del reporte del pozo.
- ⊕ Un probador de la sincronización de los relojes y todo el sistema de operación durante las pruebas en pozos someros, justo antes de correr en el pozo.

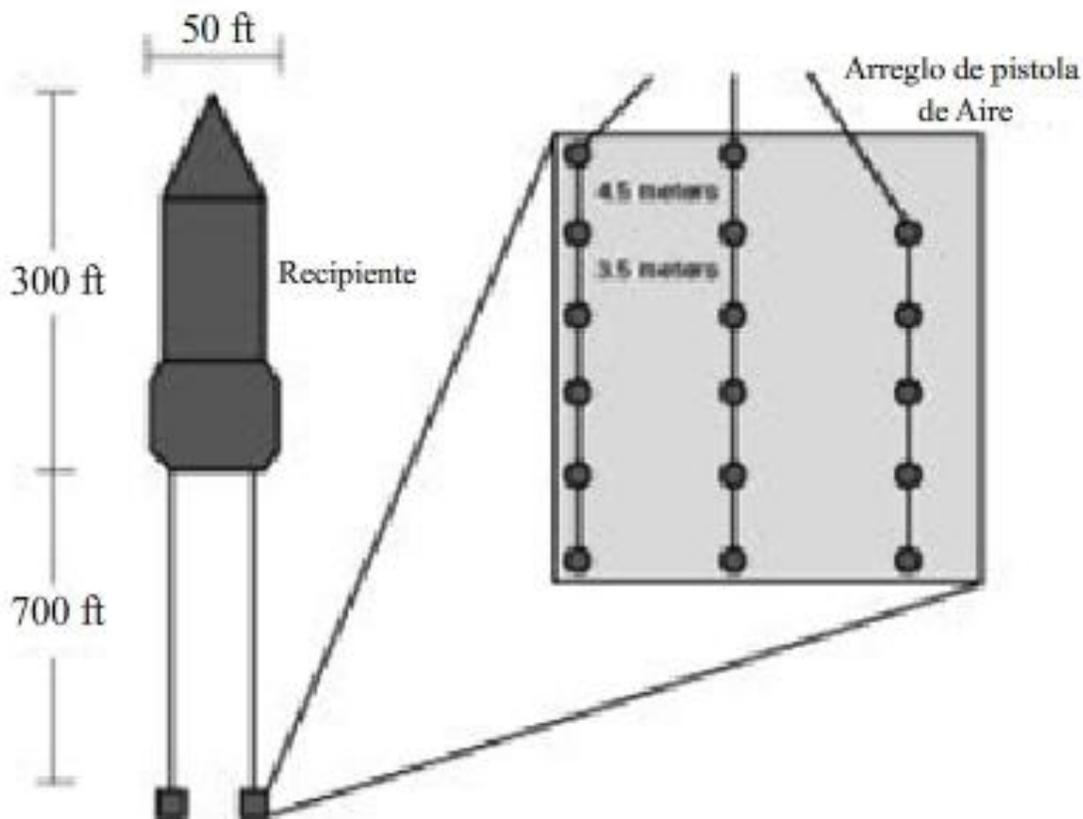


Figura II.8. Diagrama que muestra el arreglo de una pistola de aire. (Anchlya, A., 2006).

La herramienta y los relojes de superficie están sincronizados y cada 15 segundos ocurre una ventana de eventos (Figura 2.9). La herramienta que se encuentra dentro del pozo se checa al inicio de esta ventana para ver si las bombas están funcionando y si es así, la herramienta se espera. Si las bombas están apagadas entonces la herramienta puede monitorear las señales del hidrófono y/o geófono para buscar la energía de incidencia. En superficie, el ingeniero decide si

se disparan o no las bombas de aire. Si el perforista está realizando una conexión y la herramienta dentro del pozo es estacionaria, le permite al ingeniero utilizar el software de disparo automático de la pistola. Este disparo se realiza 15 segundos aparte, antes de empezar esta ventana, la herramienta de pozo analiza la energía de incidencia y un algoritmo decide si existe o no una primera ruptura. Si un disparo se considera bueno éste se coloca en un buffer; es decir, se almacena en un archivo temporalmente. Aunque cada disparo se registra en la memoria para su posterior procesamiento, las mediciones en tiempo real proporcionan una secuencia de por lo menos tres disparos que llegan a la herramienta al mismo tiempo que el *offset* en la ventana, y también la misma forma de onda. Esto es para evitar el desencadenamiento de la herramienta sobre el ruido generado por la torre de perforación. Si por lo menos tres disparos son recibidos, la herramienta empieza a apilar las formas de onda y continúa apilando cada disparo. Una vez que las bombas reanudan su trabajo, la herramienta calcula el primer tiempo de ruptura a partir de las formas de onda apiladas, éste pasa a la telemetría MWD y es enviado a la superficie inmediatamente después de la medición.

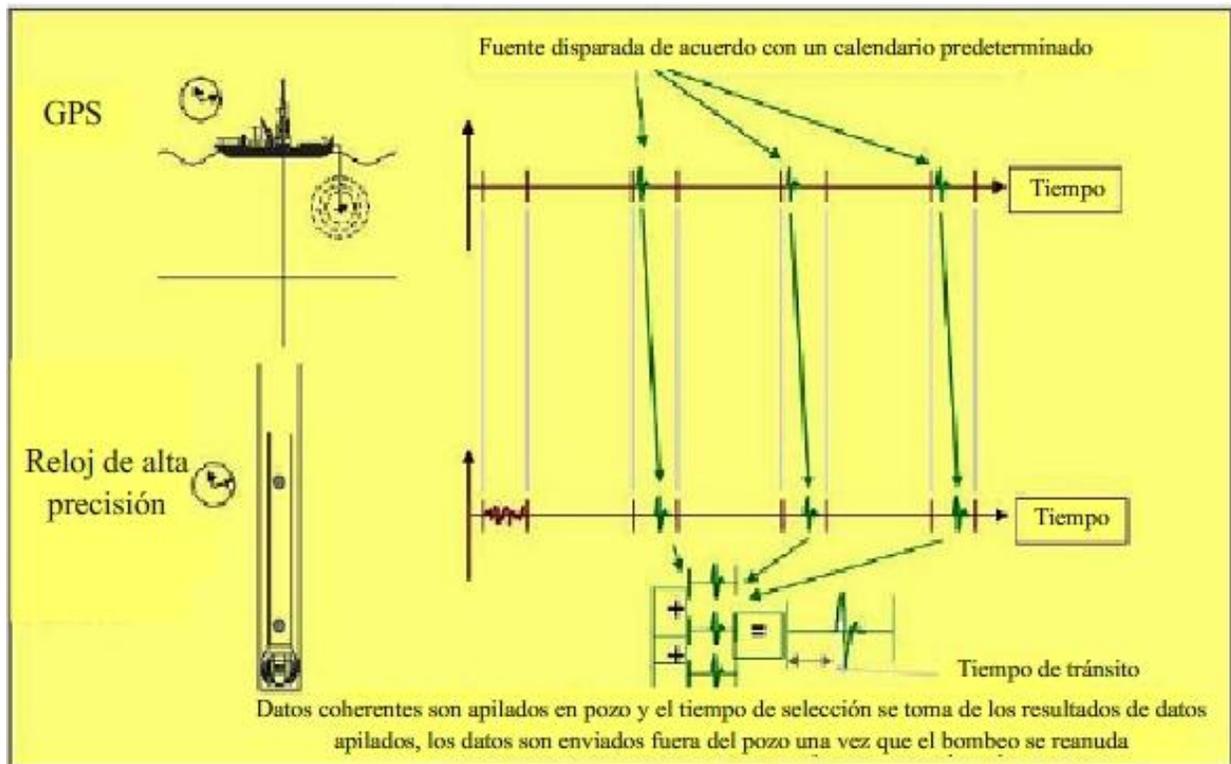


Figura II.9. La herramienta y los relojes en superficie son sincronizados y cada 15 segundos ocurre una ventana de eventos. (Anchlya, A., 2006).



PREPARACIÓN PREVIA AL TRABAJO

La preparación previa al trabajo es la parte más importante y es crítica para el éxito de una buena presentación de los datos. La geometría del pozo y la posición de la fuente son las primeras preguntas básicas y a continuación, se procede a la adquisición de los datos. La información previa del tipo de estrategia para adquirir los datos ayuda al ingeniero para programar la herramienta que funcionará para cada caso, que para una operación exitosa en el pozo, debe decidirse con anticipación. La herramienta es entonces programada y los relojes de superficie y los ubicados dentro del pozo son sincronizados. Una prueba (*tap test*), se realiza justo antes de correr el BHA en el pozo para verificar que el sistema está sincronizado y todo está funcionando. Comúnmente se realizan pruebas durante la perforación normal o en la conexión del viaje (tripping)⁵, con el fin de no interferir con el proceso de perforación. Una conexión normal de perforación toma alrededor de 2 minutos y medio y permite que se puedan tomar alrededor de 10 disparos sin interferir con las operaciones de perforación. Sin embargo; al realizarse el viaje (tripping), este tiempo reduce alrededor de un minuto o minuto y medio, reduciendo el número de disparos que pueden ser tomados sin interferir con las operaciones de perforación.



PROCESAMIENTO EN TIEMPO REAL

Una aplicación de software es empleada para la visualización en tiempo real (figura II.10) que asegura una comunicación clara entre el Geofísico y el Perforista. Una sección 2D en formato SEG-Y de los datos sísmicos de superficie es cargada en el software en el azimut en el que se planea que el pozo va a ser perforado; o se cargan diferentes secciones 2D con una variedad de azimuts. El modelo de velocidad y las incertidumbres asociadas con las que actúa como entrada, se convierten a una imagen tiempo a profundidad con conos de incertidumbre.

El software muestra una sección del horizonte sísmico en tiempo (para el geofísico) y en profundidad (para el perforista) con superposiciones que ilustran la posición actual de la barrena y las incertidumbres de cualquier evento en la sección sísmica. El color verde ilustra incertidumbres originales y el color azul el resto de las incertidumbres. El software, funciona para todas las aplicaciones en tiempo real, permitiendo una visualización sencilla, comunicación y cooperación, actualización en tiempo real del mapa sísmico, ya sea en tiempo o profundidad. El mapa convierte información compleja en una forma fácil de comprender la ubicación del pozo. Las velocidades sísmicas en tiempo real son usadas para actualizar las predicciones de las presiones de poro, y para mejorar las predicciones de riesgo en profundidad.

⁵ **Tripping**: viajando, operación de sacar la sarta de perforación del pozo y volverla a meter.

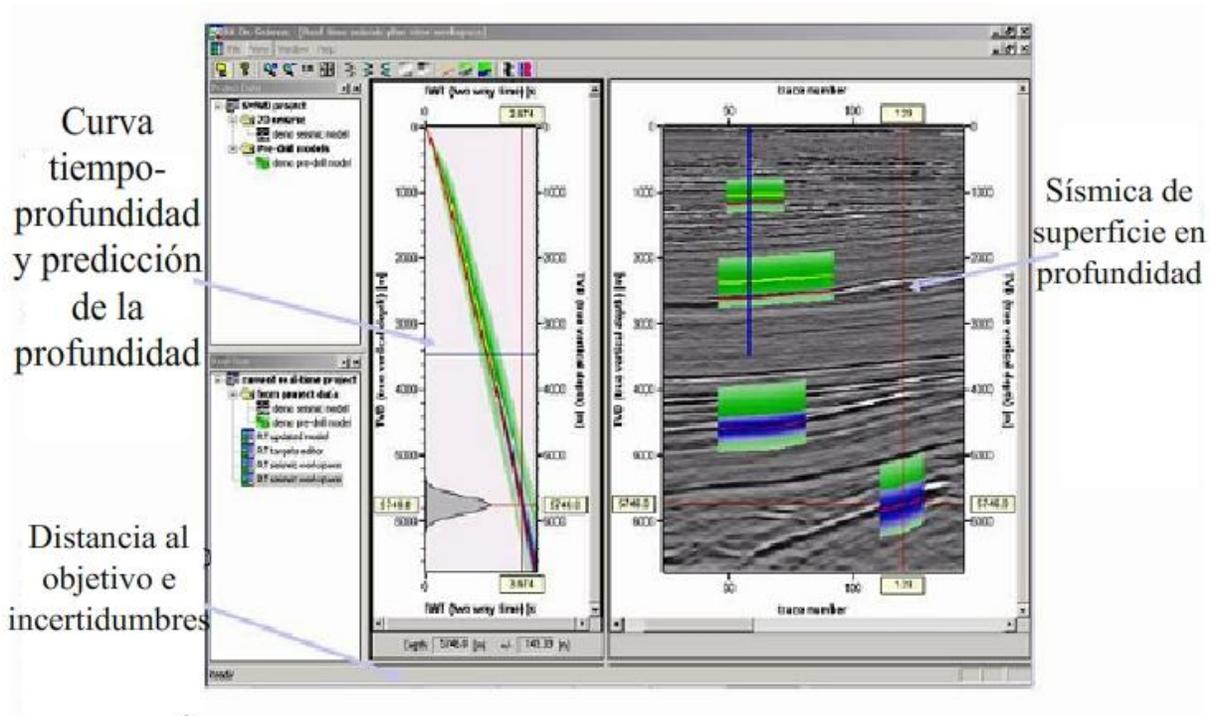


Figura II.10. Figura que muestra un software de procesamiento en tiempo real. La información de velocidad proporcionada por las herramientas VSP-WD es usada continuamente en superficie para posicionar la barrena en el objetivo sísmico. Esta información minimiza la incertidumbre cuando se perforan horizontes (Anchlya, A., 2006).

VENTAJAS DEL SERVICIO VSP-WD

La información obtenida de un VSP-WD tiene diferentes usos. Los beneficios de los VSP-WD son los siguientes:

En las partes horizontales de los pozos, parece ser el único método para registrar datos VSP, ya que los perforistas son extremadamente reacios a volver a entrar al pozo con la sarta de perforación empujando a una herramienta VSP a través de cable, por motivos de inestabilidad y seguridad de las paredes del pozo.

Localiza la barrena en el mapa o sección sísmica. Desde que la sísmica es corregida a la posición de la barrena, el perforista puede estar consciente de la posición actual y lo que hay por delante. Un resultado importante de la corrección de la sísmica a la posición de la barrena es, que las incertidumbres sísmicas por delante de la barrena se reducen. Se puede reducir la incertidumbre de una forma increíble de 700m a 10m. Durante las operaciones de nucleado el pozo puede ser perforado muy cerca de la interfaz donde el núcleo es requerido. Esto elimina una gran cantidad de pozos innecesarios que se requerirían, disminuyendo así la reducción o pérdida de datos del núcleo y ahorrando tiempo, así como dinero.

Se pueden realizar grandes ahorros empleando VSP-WD. Esto guardando los costos de correr un VSP intermedio a través de cable, que no era la mejor opción cuando el procedimiento de perforación era de 400m/día, el costo de doce horas en tiempo de torre de perforación habría sido \$42 000 dólares. Las inconformidades que ven en la sección hacia adelante del VSP y no son vistas en las superficies sísmicas. De ahí, que se pueden dar avisos antes de que algo inesperado pueda ser perforado dentro del pozo.

Dado que la barrena se puede ver en el mapa sísmico en tiempo real, el perforista puede dirigir el pozo muy cerca de los eventos vistos en el mapa sísmico y colocar las tuberías muy cerca de donde idealmente deberían estar asentadas. En algunos casos esto implica el ahorro de tuberías y a su vez de grandes beneficios económicos. Permite la identificación temprana de anomalías potenciales de presión de poro y puede ayudar de manera eficiente a los estudios de proximidad de sal.



LIMITACIONES DE LOS VSP-WD

Se afirma que proporciona imágenes de vista adelantada (*look ahead*) en estratos que aún no han sido perforados; sin embargo, el rango y precisión de esta capacidad aún no se conoce con exactitud. La telemetría de pulsos de lodo de velocidades procesadas, está previsto pero aún no se presenta de forma comercial. La principal limitación del VSP-WD es garantizar un buen acoplamiento mecánico de los sensores sísmicos VSP con el pozo y la alta precisión requerida en los relojes dentro del pozo.

II.4.4 PERFILES SÍSMICOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA DE IMPULSO DE BARRIDO (SWEPT IMPULSE TOOL, SIT)

Varias pruebas realizadas por la herramienta de pulsos hidráulicos han demostrado buena señal de propagación de la superficie a una profundidad de 2,700 pies. El mecanismo fue desarrollado para cambiar la tasa del ciclo de la herramienta por casi una octava. La tasa cíclica varía de 11 a 19 Hz y los cambios de periodo de ciclos de pulso a lo largo de un periodo de 4 segundos. El espectro de potencia en el pozo es de banda ancha a más de 250 Hz. El pulso de succión es omnidireccional, permitiendo su aplicación en pozos verticales o desviados.

La herramienta genera una fuerte onda de cizalla durante la perforación, pero no una cortante cuando la barrena se encuentra hasta el fondo. Esta capacidad permite realizar perfiles de velocidades de ondas P y ondas S con una aplicación directa en la detección de gas. La presencia de pequeñas cantidades de aire libre en la barrena, elimina inmediatamente la señal sísmica lo

que permite tener una alerta temprana de acumulaciones de gas. La fuente de impulsos de barrido, incorpora una válvula hidráulica de pulso, esto consiste en un mecanismo que varía de duración entre dos pulsos. Cambiando la tasa del ciclo, permite tener Perfiles Sísmicos e Imágenes de vista adelantada de alta resolución, empleando una técnica similar al perfil sísmico de impacto de barrido (*Swept Impact Seismic Profiling, SISP*).

La Figura II.11 muestra la configuración de la fuente receptora para realizar perfiles sísmicos verticales inversos y la predicción de imágenes de vista adelantada durante la perforación. La señal recibida por los geófonos es crosscorrelacionada con un sistema de codificación de una señal piloto situada en la sarta de perforación para generar un perfil sísmico vertical apilado. El procesamiento se realiza en tiempo real con un dispositivo de correlación, ya sea software o hardware. Los datos procesados pueden desplegarse, ya sea en la torre de perforación o transmitirse a otro sitio.

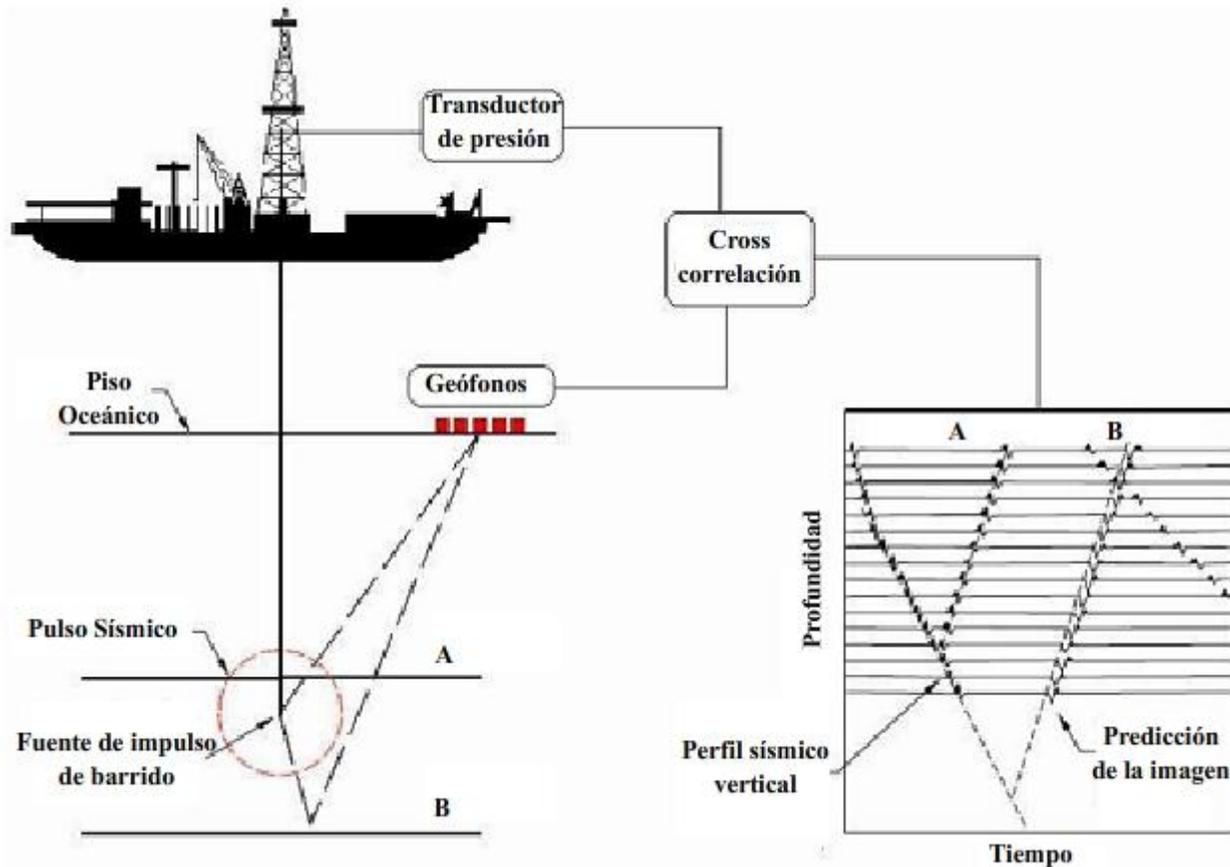


Figura II.11. Esquema de de un perfil sísmico inverso y la predicción de imágenes durante la perforación mediante la herramienta de Impulso de Barrido. (Anchlya, A., 2006)



SWD MEDIANTE UNA FUENTE DE IMPULSO DE BARRIDO

Los perfiles sísmicos que emplean herramientas de impulso hidráulico de barrido es lo más novedoso de la gama de técnicas SWD. La herramienta es capaz de generar una señal sísmica de banda ancha mientras se realiza la perforación. Hay una serie de limitaciones de la Sísmica con la barrena, por lo que ésta nueva herramienta supera las limitaciones de aquella, especialmente en formaciones suaves y en pozos inclinados con barrenas PDC.

La herramienta se incorpora a un modulador de barrido que proporciona una inversión de perfiles sísmicos en tiempo real mientras se realiza la perforación e imágenes de vista adelantada de alta resolución durante la perforación. Tiene una fuente de onda independiente de ondas compresionales y de cizalla y puede ser usada eficientemente tanto en pozos inclinados como en pozos horizontales. También ayuda a dar alerta temprana de manifestaciones (*kicks*) de gas. Los perfiles e imágenes sísmicas pueden llevarse a cabo sin interrumpir las operaciones de perforación normales y sin un motor dentro del pozo. Un prototipo de herramienta de impulso hidráulico de barrido fue desarrollado y probado con éxito en el Área de Pruebas Experimentales Baker (BETA) operada por la compañía Baker Hughes.



PERFORACIÓN MEDIANTE PULSOS HIDRÁULICOS

Bajas tasas de penetración en formaciones sobrepresionadas representan un desafío crítico para las operaciones de perforación profunda; rocas duras, alto peso del lodo y altas presiones de pozo reducen gravemente la tasa de perforación, mientras que largas sartas de perforación limitan la energía hidráulica disponible en las barrenas. La herramienta aumenta el promedio de perforación sobre balance mediante la generación de pulsos de succión intensa en la barrena. La herramienta (figura II.12) incorpora una válvula desviadora desplegada por encima de la barrena en curso de flujo de alta velocidad a través de la tubería.

Detener momentáneamente el flujo del lodo a través de su curso, genera pulsos creando condiciones locales de perforación bajo balance en la parte frontal de la barrena. El flujo a altas velocidades a través de la tubería se proporciona en torno a la válvula. Un intenso pulso de succión se genera alrededor de la barrena debido a que los movimientos del flujo son detenidos. Esta succión de pulsos, genera fuerzas diferenciales permanentes que producen movimiento de la barrena. El pulso también genera esfuerzos de tensión efectiva en la superficie de la roca que está en contacto con la parte frontal de la barrena, estos esfuerzos reducen la fuerza de perforación de la roca reduciendo los esfuerzos confinados causados por lodos pesados con una alta presión de sobrebalance.

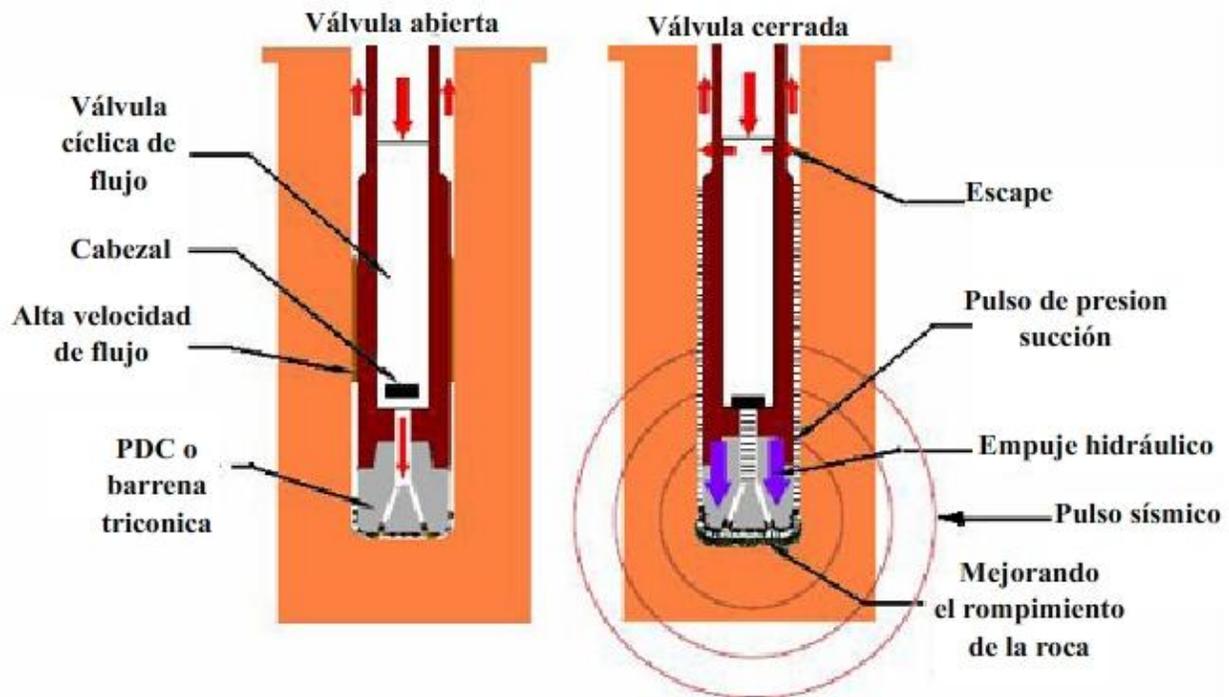


Figura II.12. Esquema de la herramienta de perforación mediante pulsos hidráulicos (Anchlya, A., 2006).

Por último, el pulso de succión genera una carga por percusión en el fondo del pozo que es comparable con el peso de la barrena. Si la herramienta está desacoplada de la sarta de perforación utilizando un *thruster*⁶, estas cargas por percusión pueden incrementar la tasa de perforación de rocas duras. El pulso de succión obtenido tiene una duración de 3 milisegundos que corresponde al tiempo de viaje de la onda acústica en el curso del flujo. La amplitud del pulso es proporcional a la tasa de flujo y a la raíz cuadrada de la densidad del lodo, y es inversamente proporcional al área de flujo entre la herramienta y el pozo. El área de los orificios de flujo y la longitud de la tubería puede cambiar para aumentar o disminuir la amplitud del pulso. En resumen, la herramienta de pulso hidráulico proporciona un incremento de la tasa de penetración del 33% al 200% en los proyectos de perforación y optimiza el rendimiento de la perforación con poco peso de la barrena.

⁶ **Thruster:** Aparato que ayuda a proporcionar fuerza de empuje longitudinalmente a la sarta.



MÉTODOS DE LA HERRAMIENTA DE IMPULSO DE BARRIDO

La fuente sísmica de impulso de barrido genera ondas de compresión y de cizalla de alta amplitud y de banda ancha que pueden utilizarse para realizar perfiles sísmicos e imágenes de vista adelantada durante la perforación. La combinación de datos de las ondas de compresión y de cizalla puede emplearse para predecir la presión de poro en zonas que aún no han sido perforadas. Las pruebas han demostrado que se pueden predecir la profundidad de la parte superior de formaciones con sobre presión en un rango de 1,000 ft, con una precisión mayor a 50 ft. La precisión en la predicción de velocidades es comparable a los tiros de prueba del VSP ó de los registros sísmicos y la información está disponible en tiempo real. La herramienta proporciona energía de ondas de cizalla que puede ser usada para mejorar sustancialmente la precisión de la predicción de la presión de poro en relación con el VSP.

La herramienta se puede emplear sin tener que detenerse por interrupciones de las operaciones de perforación normales, con cualquier tipo de barrena y cualquier tipo de geometría del pozo. La principal ventaja de la herramienta sísmica de impulso de barrido sobre los VSP-WD es la habilidad para generar y desplegar una corrida apilada VSP en tiempo real durante la perforación. La herramienta puede ser usada en conjunción con un receptor dentro del pozo para generar imágenes de alta resolución de formaciones que se encuentran por delante de la barrena. Los méritos del SIT pueden resumirse de la siguiente forma;

1. Verdadera sísmica en tiempo real durante la perforación.
2. Perfiles sísmicos verticales inversos para la corrección de profundidad.
3. Ayuda en la detección de presión de poro.
4. Imágenes de vista adelantada de alta resolución durante la perforación.
5. Fuentes independientes de ondas compresionales y de cizalla.
6. Alerta temprana de detección de manifestaciones de gas.
7. Se puede emplear en pozos verticales o inclinados.
8. Estudios de correlación de pozos.



II.5 FUTURO DE LA SISMICA DURANTE LA PERFORACIÓN

Las técnicas SWD están evolucionando de forma rápida y su futuro parece bastante claro como muchas tecnologías durante la perforación emergentes:

- ⊕ Herramientas de memoria con relojes robustos de alta precisión (aplicaciones para Sísmica con la barrena y VSP-WD).
- ⊕ Altas tasas de transmisión/velocidad a través de la sarta de perforación, aplicable a todas las técnicas SWD.
- ⊕ Dispositivo de registro a través de la barrena.
- ⊕ Dispositivos mecánicos de pozo para mejorar las vibraciones axiales de la barrena o reducir el ruido cercano a la presión sísmica de la barrena.

La tecnología de pozo desarrollada para la barrena empleada para la SWD, puede ser restringida a un equipo electrónico en una posición central en el interior de los tubos lastrabarrena, la precisión y límite de deriva del reloj de pozo no necesita ser muy alta, lo que conduce a costos razonables del equipo. Es aconsejable desarrollar la tecnología de pozo para VSP-WD con un equipo electrónico construido en la corona del *drill collar*, para todos los diámetros de los tubos lastrabarrena posibles, ya que las mediciones VSP-WD se necesitan continuamente a mitad de la profundidad vertical, y en pozos desviados y horizontales. También se espera que la disponibilidad en tiempo real de los datos completos de la forma de onda pueda incrementar la precisión de la localización del pozo en relación a un objetivo de perforación.

CAPÍTULO III. MEDICIONES DURANTE LA PERFORACIÓN

III.1 INTRODUCCIÓN

En la perforación direccional, la tecnología de Mediciones Durante la Perforación MWD es aplicada para transmitir datos direccionales de pozo y de ayuda a la perforación. En combinación con herramientas modernas de perforación direccional, tales como los sistemas de rotación dirigidos, la tecnología MWD ha permitido la perforación de pozos complejos mediante perfiles 3D, ubicados de forma precisa en el yacimiento. Sin embargo, incluso en pozos de alta tecnología el proceso de perforación por sí mismo, sigue siendo controlado en su mayoría por los datos tradicionales adquiridos en superficie como el gancho de carga, tasa de penetración (ROP), revoluciones por minuto (RPM), etc.

La transmisión y la utilización de datos del proceso de perforación convencional del pozo además de los datos tomados de los registros en superficie, no ofrecen mayores posibilidades en la exploración. Por otra parte, la tecnología moderna de adquisición de datos cerca de la barrena, puede proporcionar no sólo datos más precisos, también importantes parámetros adicionales que tradicionalmente no eran disponibles en superficie.

Algunos ejemplos del valor agregado por los datos de pozo del proceso de perforación son, la presión anular, el peso en la barrena, flexión de la sarta de perforación, RPM, torque de la barrena y diagnósticos dinámicos. Es posible también, obtener información adicional del proceso de perforación de la hidráulica de la perforación o de la fricción de la sarta de perforación mediante algoritmos de ingeniería de la perforación con los datos adquiridos en pozo y en superficie.

La optimización de la perforación sigue siendo una pieza clave en la industria petrolera debido a los altos costos de perforación por los desafíos en las aplicaciones actuales como la perforación de largo alcance, el diseño del perfil de los pozos, los pozos en aguas profundas, perforación y declinación de los yacimientos, etc.

En los últimos años, la industria de las plataformas de perforación, ha tenido un progreso significativo, introduciendo instrumentos controlados por computadoras, herramientas con manejo de la potencia y equipo automatizado en las plataformas, para mejorar la seguridad en la plataforma y optimizar el proceso de perforación. La introducción en las plataformas de redes de área local (LAN) ha mejorado la adquisición de los datos procedentes de los sensores de superficie y el intercambio de información en la plataforma.



En forma similar, la tecnología MWD de pozo, ha tenido avances en la miniaturización de la electrónica, calidad, variedad y la confiabilidad de los sensores, y el desarrollo de técnicas de diagnóstico específicas para describir el ambiente del pozo. Estos sensores proporcionan nuevas fuentes de información del pozo a los perforistas, quienes fueron previamente capacitados para controlar el proceso de perforación usando solamente sus tableros convencionales.

Los avances tecnológicos en la perforación tienen como resultado procedimientos con costos más efectivos y mejoramiento de las técnicas de perforación. Un área que ha sido beneficiada por el avance de la tecnología han sido las mediciones durante la perforación. MWD provee datos en tiempo real a la superficie, de mediciones hechas cerca de la barrena durante la perforación de un pozo, permitiendo que se hagan ajustes mientras que la perforación está en proceso.

Las herramientas MWD proveen datos de una variedad de mediciones como son:

- ⊕ Datos de mediciones de la formación en tiempo real para correlaciones y análisis de presión de poro, incluyendo mediciones de resistividad, densidad y porosidad de la formación.
- ⊕ Inclínometría en tiempo real, incluyendo inclinación, azimut y cara de la herramienta, permitiendo al perforador el control de la dirección del pozo.
- ⊕ Datos en tiempo real de la mecánica de la perforación para la eficiencia de la misma, incluyendo peso, vibración y torque sobre la barrena dentro del agujero.

III.2 ANTECEDENTES

Las mediciones durante la perforación no son algo nuevo, desde el inicio de la industria de la perforación a principios del siglo pasado, ha sido común la elaboración de un registro del tiempo requerido para perforar cada metro del pozo. Se puede elaborar un registro basado en los tiempos de perforación y el análisis de recortes que salen del fondo del pozo, para definir la cima y la base de las diferentes formaciones atravesadas. Este registro de perforación fue el único método utilizado en la industria petrolera hasta 1927, cuando el primer registro eléctrico geofísico fue desarrollado. En 1932 se realizaron algunos intentos para llevar a cabo estas mediciones eléctricas en el pozo durante la perforación. Esta alternativa no fue muy exitosa por razones técnicas y económicas, fue hasta la década de los 70's cuando debido al incremento en los precios del petróleo, se realizaron grandes esfuerzos para desarrollar un sistema que efectuara mediciones en el fondo del pozo durante la perforación. El objetivo principal, fue el desarrollo de un sistema con la capacidad de transmitir datos direccionales desde el fondo del pozo sin la necesidad de usar cable, lo que permitió que se desarrollara un sistema de telemetría a través de lodo.

El mayor problema fue la obtención de una herramienta lo suficientemente resistente para soportar el ambiente existente en el fondo del pozo, debido a los esfuerzos transmitidos por la rotaria a la barrena a través de la tubería de perforación. El desarrollo de un sistema confiable, originó una extensa investigación tecnológica y muchas pruebas de campo. Algunos de los problemas encontrados durante este desarrollo fueron las manifestaciones y las vibraciones, los cuales destruyeron varios componentes, además, se tuvieron problemas de desgaste y fallas de los sellos provocados por los altos gastos y la abrasividad del lodo, problemas en la obtención de una fuente de poder superficial y problemas referentes al filtrado de ruido en la señal, producido por las bombas de lodo y la sarta de perforación. Se diseñaron, construyeron, probaron y se descartaron diferentes dispositivos hasta que finalmente se obtuvo un sistema lo suficientemente confiable para soportar las difíciles condiciones de perforación en el fondo del pozo.

En 1979 se obtuvo el primer sistema MWD (*Measurement While Drilling*) comercial, el cual fue probado exitosamente en el Golfo de México, y posteriormente fue llevado al Mar del Norte, California, Alaska, África Occidental y Medio Oriente. La década de los 80's fue de gran importancia en el mejoramiento del sistema MWD, ya que se introdujeron nuevos sensores en la herramienta, tales como: rayos gamma, peso sobre barrena, torsión, temperatura y presión, los cuales, con la adición de sistemas de telemetría más sofisticados le han dado al sistema MWD la versatilidad que tiene actualmente y permitió a su vez desarrollar gradualmente el sistema de perfilaje de registros geofísicos de pozo durante la perforación (LWD).

Desde su introducción, a finales de los 70s, la tecnología de mediciones durante la perforación (MWD), ha evolucionado de un servicio auxiliar de direccionamiento de la perforación, a un paquete de registros completamente integrado para caracterizar el yacimiento de forma cuantitativa. Muchas de las compañías petroleras, han revisado los métodos de evaluación de la formación tradicionales, utilizando comúnmente la tecnología MWD como reemplazo de los servicios de registros a través de cable de rutina.

Una evaluación precisa de la formación, es una etapa importante dentro de la industria de la exploración y producción. Históricamente, los registros wireline han proporcionado los mejores análisis indirectos del subsuelo y continúan siendo la mayor fuente de datos para la caracterización del yacimiento. Una amplia gama de propiedades estratigráficas y petrofísicas pueden ser medidas mediante registros *wireline*, y las técnicas de interpretación son ampliamente conocidas. Las limitaciones en las mediciones a través de cable (*wireline*), se relacionan principalmente con la invasión, condiciones del agujero, rugosidad y efectos de la capa adyacente.

La adquisición de registros *wireline* en pozos con grandes inclinaciones puede ser problemática, y el transporte de las herramientas de registro es algunas veces el único método por el que se puede obtener datos a través de cable (*wireline*). Debido a que el registro de transporte de la



tubería consume demasiado tiempo, las mediciones de la formación pueden ser severamente afectadas por la invasión y el lavado del pozo, los cuales van variando con el tiempo. Hasta la llegada de los registros MWD capaces de evaluar la formación, no existía otra alternativa para registrar pozos altamente desviados.

La herramienta MWD fue desarrollada originalmente como un dispositivo de evaluación direccional que era colocado en el aparejo de perforación (BHA) detrás de la barrena. Las primeras herramientas MWD, incluían un dispositivo rayos gamma y uno de resistividad simple para correlacionar y detectar la presión de poro. La tecnología MWD para la evaluación de la formación, ha avanzado, por lo cual ahora se considera una alternativa precisa a los registros *wireline*.

Debido a que la información de evaluación direccional es obligatoria en la perforación de pozos desviados, añadir herramientas de evaluación de la formación a la barrena sólo resulta en un incremento a los costos. Los costos de los registros MWD son normalmente comparables con sus homólogos *wireline*, pero dependen del número total de perforaciones/días de registro.

La tecnología MWD ha crecido rápidamente en muy poco tiempo, la primera aplicación comercial fue para el control direccional, pero recientemente se aplica para obtener información exacta y confiable del fondo del pozo, así como para un mejor control de las operaciones durante la perforación, además con este sistema de medición se ahorra mucho tiempo y se reducen notablemente los costos.

Con la tecnología MWD se obtienen mediciones exactas de diferentes parámetros en el fondo del pozo, por los diversos sensores contenidos en la herramienta, la cual se encuentra colocada cerca de la barrena. Los datos medidos son transmitidos desde el fondo del pozo hacia la superficie, casi a la velocidad del sonido en tiempo real por medio del sistema de telemetría de pulsos de lodo, estos datos son detectados por un transductor colocado en una lingada de la tubería. Dicho transductor convierte los pulsos en señales eléctricas, que son transmitida a una computadora en superficie, la cual decodifica la información y la despliega en forma de registro.

III.3 CONCEPTOS BÁSICOS

 **Medición de la dirección:** Para determinar la dirección o el azimut de un punto, la herramienta MWD mide el campo magnético. Esta medición es parte de la información que la herramienta transmite a la superficie. El software calcula la dirección a partir de la información. (figura III.1)

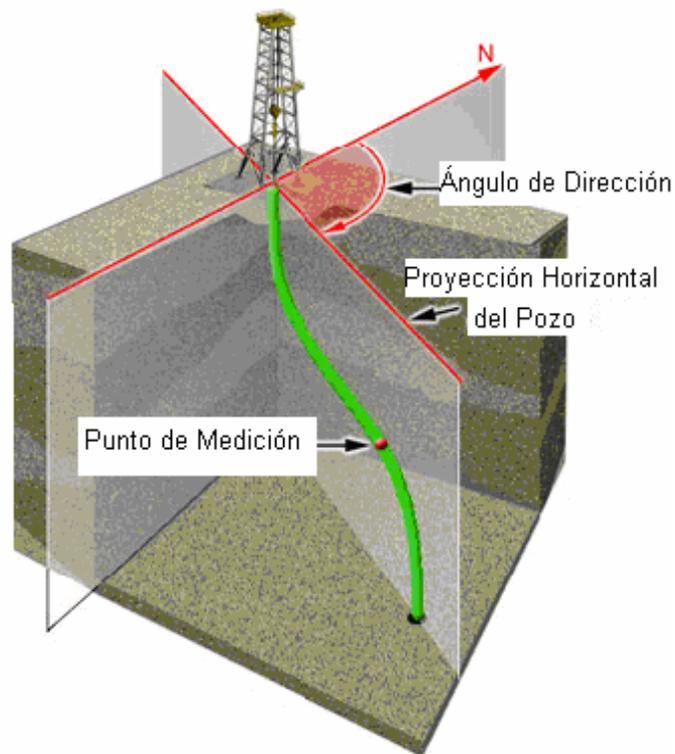


Figura III.1. Referencia de Dirección. (Chagoya, 2007)

✚ **Inclinación MWD:** Para determinar la inclinación de un punto en específico, la herramienta MWD mide su orientación con respecto a la fuerza gravitacional. Esta medición es parte de la información que la herramienta transmite al software superficial. (figura III.2)

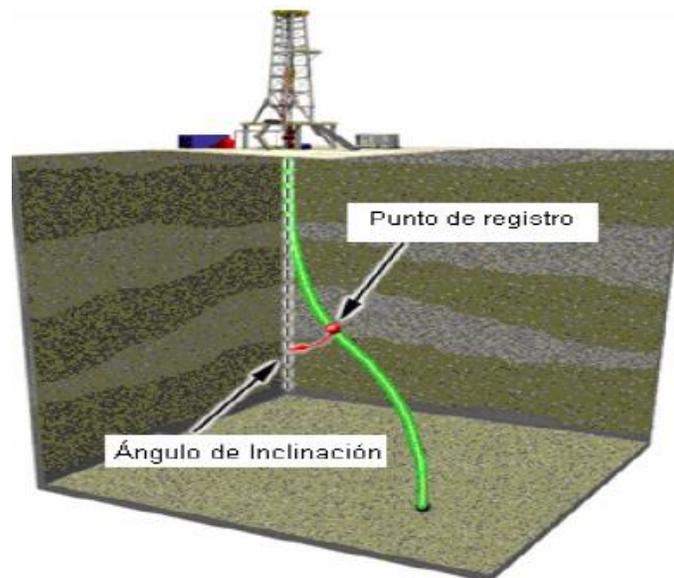


Figura III.2. Ángulo de inclinación. (Chagoya, 2007)

III.3.1 CARA DE LA HERRAMIENTA

✚ **Cara de la Herramienta (*Tool Face*):** Para perforar un pozo direccional, se requiere de BHA específicos, para alcanzar la inclinación y la dirección requerida. Estos BHA incluyen la barrena, motor de fluido de perforación, estabilizador, un lastrabarrena no magnético, una herramienta MWD, tubería de contrapeso, etc. La trayectoria prevista del pozo es alcanzada dirigiendo el motor en la dirección especificada, que se llama el ángulo de la cara de la herramienta. El ángulo de la cara de la herramienta define la orientación del motor de fluido de perforación en el pozo. (figura III.3)

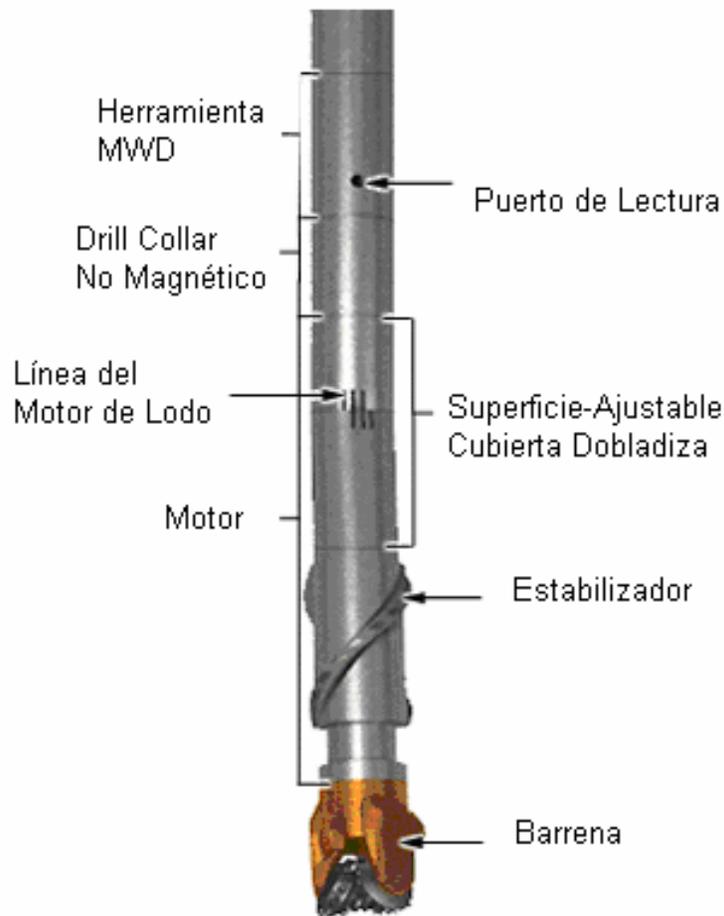


Figura III.3. Cara de la Herramienta. (Chagoya, 2007)

✚ **Tipo de medición de la cara de la herramienta:** La herramienta MWD mide la orientación de la cubierta doblada, concerniente al norte magnético (cara magnética de la herramienta) o a la gravedad (cara de la herramienta por gravedad). Las mediciones de la cara de la herramienta son continuamente actualizadas mientras se está perforando, estos valores son útiles cuando la orientación de la sarta en el fondo del pozo es fija.

✚ **Cara Magnética de la Herramienta (MTF):** Mirando el fondo del pozo, el ángulo de la cara magnética de la herramienta (MTF) describe la orientación de la línea del motor de lodo con relación al norte. MTF es utilizado normalmente para dirigir el pozo en inclinaciones bajas (menores de 4°), MTF varía de 0° a 360°. (figura III.4)

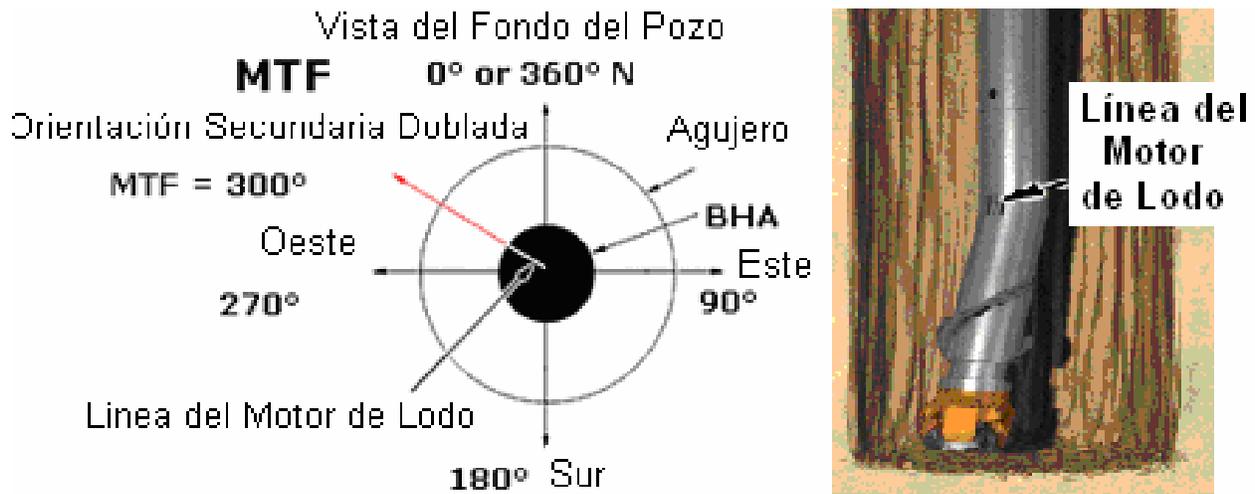


Figura III.4. a) Cara Magnética de la Herramienta. b) Inclinación. (Chagoya, 2007)

✚ **Cara de la Herramienta por Gravedad (GTF):** Observando el fondo del pozo, el ángulo de la Cara de la Herramienta por Gravedad (GTF) describe la orientación de la línea del motor de lodo concerniente al lado alto del pozo.

Referente a la herramienta MWD el ángulo GTF iguala la dirección del acelerómetro del eje Y con respecto al lado alto del pozo. GTF puede variar de 0° a +/- 180°. Arriba de una la inclinación de 4°, es recomendable utilizar GTF para dirigir el pozo porque es más exacto. (figura III.5)

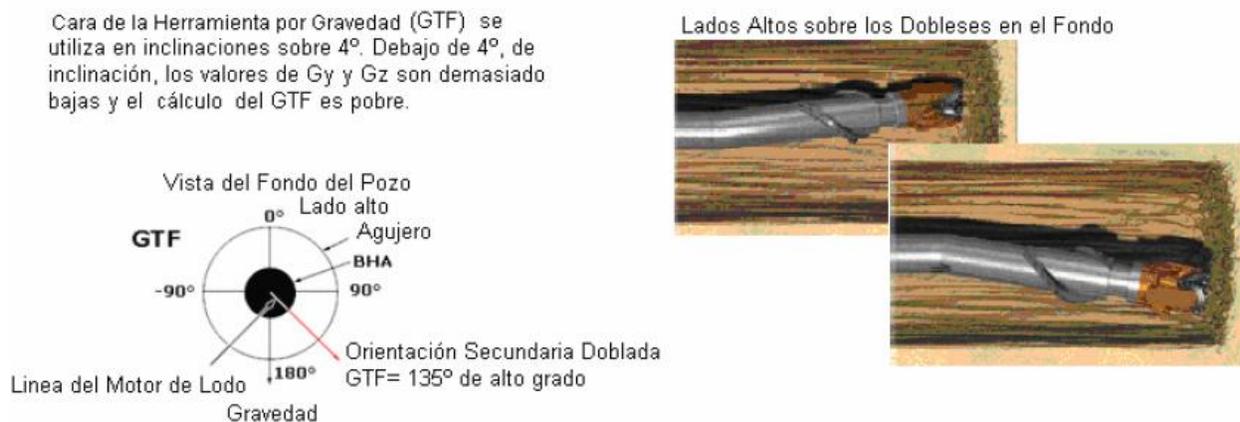


Figura III.5. a) Cara de la Herramienta por Gravedad. b) Dobleces de la Herramienta. (Chagoya, 2007)

III.3.2 TELEMETRÍA

✚ **Telemetría:** El propósito de las señales de MWD es transmitir los datos medidos en el fondo del pozo a la superficie para procesarlos. La telemetría es el proceso que permite transmitir datos de un lugar a otro.

✚ **Mediciones en el fondo del pozo:** Durante la perforación utilizamos las herramientas MWD y LWD para hacer mediciones en tiempo real del fondo del pozo, estas mediciones son una parte importante, ya que permite la evaluación de la formación, colocación del pozo y su dirección. (figura III.6)

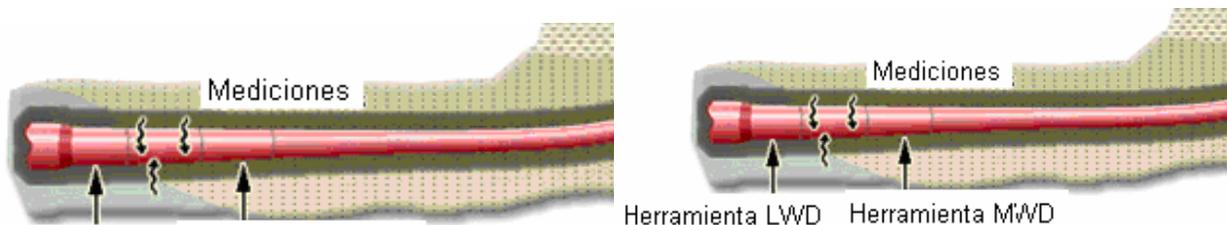


Figura III.6. Mediciones en el fondo del pozo. (Chagoya, 2007)

✚ **Conversión de datos:** Antes de enviar los datos a superficie, las herramientas LWD y MWD convierten las mediciones del fondo a datos binarios, entonces la herramienta MWD combina las palabras. Durante la perforación, el fluido es bombeado por la tubería de perforación, a través de la herramienta MWD y hacia el espacio anular por la barrena. Para mandar los datos hacia la superficie, la herramienta MWD genera una señal creando pulsos de presión en el fluido, la herramienta codifica los datos binarios dentro de la señal. (figura III.7)

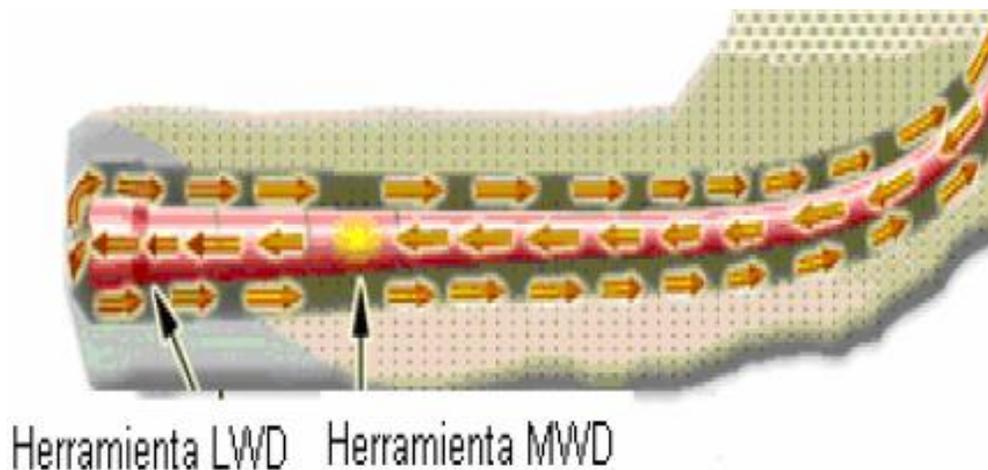


Figura III.7. Generación de la señal de pulsos de lodo. (Chagoya, 2007)

✚ **Propagación de la señal:** Los pulsos de la señal de la herramienta MWD se propagan en la columna de fluido dentro de la tubería de perforación. (figura III.8)

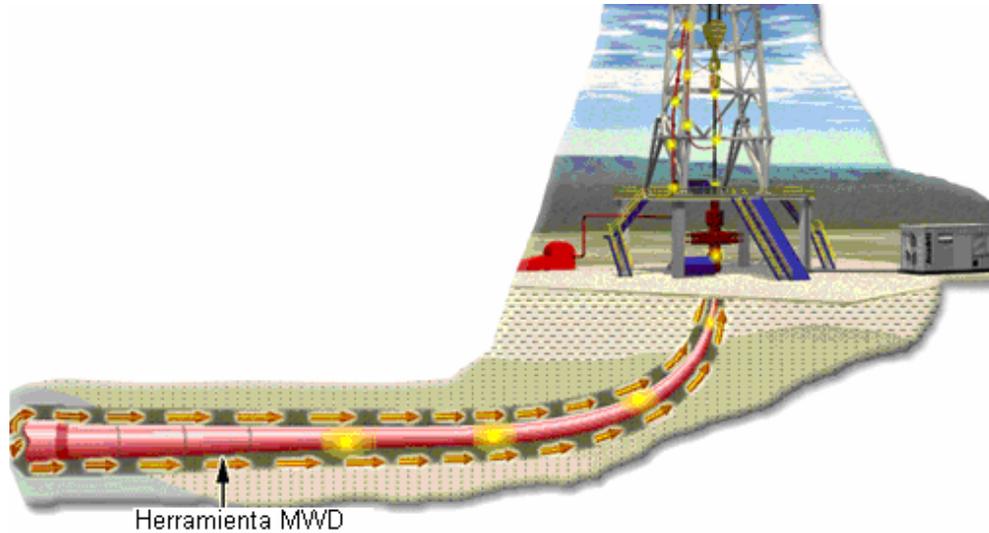


Figura III.8. Propagación de la señal. (Chagoya, 2007)

✚ **Sensor de adquisición superficial:** En la superficie los sensores detectan los pulsos en el lodo y los convierten en una señal eléctrica. Posteriormente son enviados a la computadora superficial, la cual se encarga de descifrar y procesar los datos. (figura III.9)

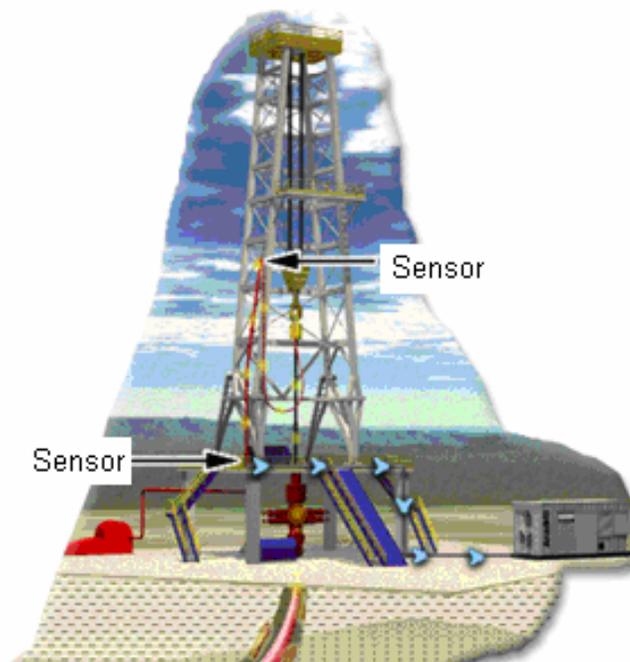


Figura III.9. Sensor de adquisición de datos en superficie. (Chagoya, 2007)

✚ **Demodulación de la señal:** Consiste en 2 procesos recibir y descifrar las palabras estructuradas. La computadora de superficie recibe los datos binarios de la señal. Estos son enviados a un decodificador, el cual, a su vez extrae las palabras de datos y se almacenan en una base de datos. El software superficial utiliza esta base de datos para generar la salida de registros o coordenadas del pozo. (figura III.10)

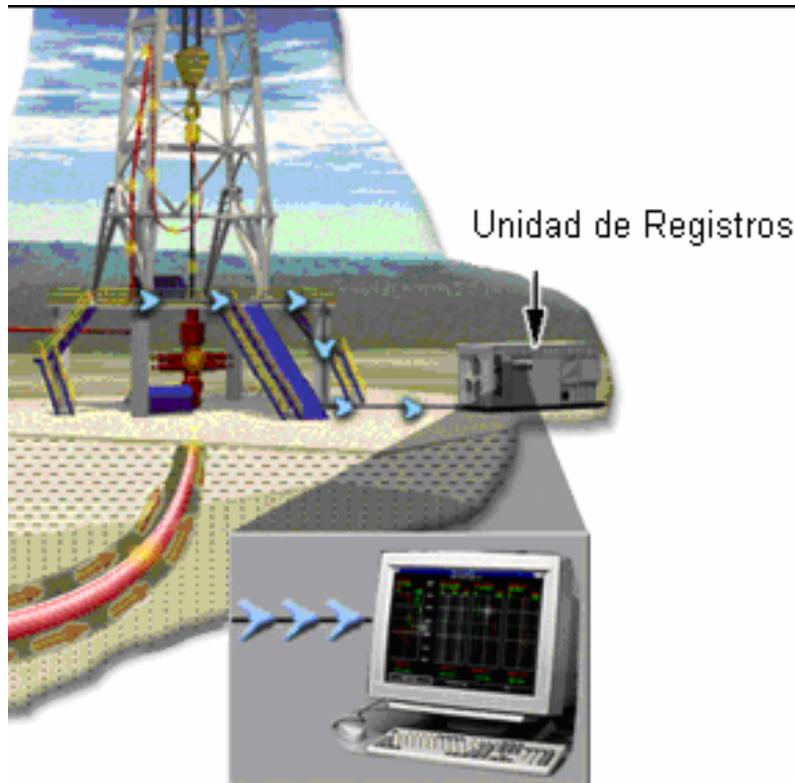


Figura III.10. Demodulación de la señal. (Chagoya, 2007)

III.3.3 GENERACIÓN DE SEÑALES

✚ **Tipos de señales:** Se utiliza una variedad de tipos de señales para transmisión de datos, ondas electromagnéticas, pulsos de presión del lodo; es decir pulsos negativos, pulsos positivos y ondas continuas.

✚ **Ondas electromagnéticas:** Algunas herramientas de LWD utilizan este tipo de ondas para enviar su información a la herramienta MWD, sobre todo cuando están demasiado lejos sobre el BHA para utilizar los suplementos en tiempo real para la comunicación. Estas ondas no son lo bastante fuertes como para distancias grandes tales como la transmisión a la superficie. (figura III.11)

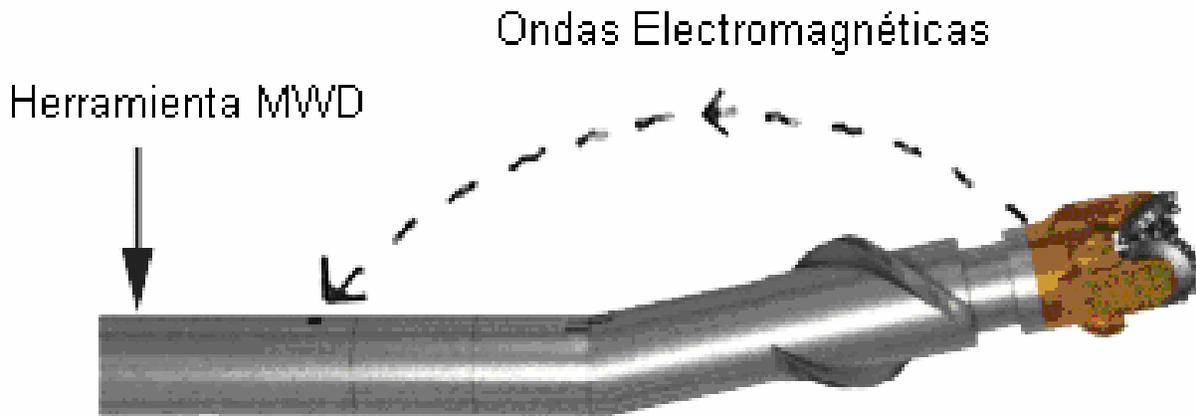


Figura III.11. Ondas electromagnéticas. (Chagoya, 2007)

Las herramientas LWD (GST y GVR) utilizan la telemetría electromagnética que consiste en enviar una corriente a la formación por medio de la sarta con trayectoria de regreso. Los datos enviados se remodulan en la corriente.

✚ **Pulsos negativos.** Las herramientas de MWD no utilizan pulsos negativos para enviar datos a la superficie. Estos pulsos son generados momentáneamente reduciendo la presión en la columna de alimentación. Esto se completa cuando el fluido dentro de la sarta se desvía al espacio anular con una válvula de descarga. Abrir esta válvula reduce la presión en la columna de alimentación en 100 psi aproximadamente, el cierre de la válvula vuelve la presión en la columna de alimentación a su estado original.

✚ **Pulsos positivos.** Las herramientas más antiguas utilizan este tipo de pulsos de presión para transmitir los datos a superficie. Estos se generan en la columna del fluido por bloqueo momentáneo y parcial del flujo del lodo a través de la sarta. Cuando se bloquea el fluido, la presión dentro del aparejo aumenta y al desbloquearse vuelve a su estado original.

✚ **Pulsos continuos.** Las nuevas herramientas ocupan este tipo de transmisión para enviar los datos a la superficie. Son un tipo de pulso positivo. Son generadas en la columna de fluido por un bloqueo y desbloqueo continuo del flujo de fluido a través del aparejo. La presión del fluido aumenta dentro del aparejo y al desbloquearse regresa a su estado original. (figura III.12)

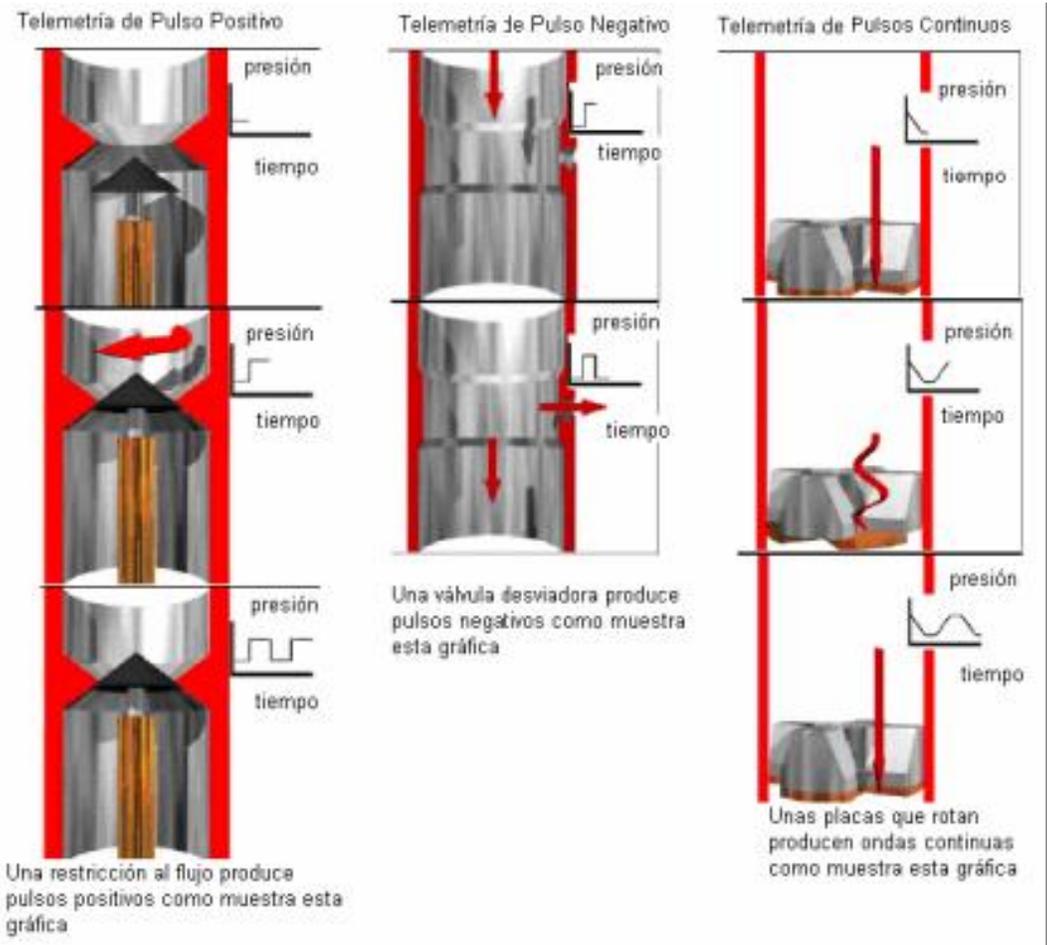


Figura III.12. Tipos de telemetría. (Chagoya, 2007)

✚ **Fuerza de la señal:** Cuando más grande es la caída de presión a través del modulador, más fuerte es la señal (mayor amplitud). Para asegurarse de que alcance la superficie, la señal necesita tener mayor amplitud. Mientras la señal viaja por la columna de lodo pierde energía, esto es causado por varios factores como la fricción de la viscosidad del lodo. (figura III.13)

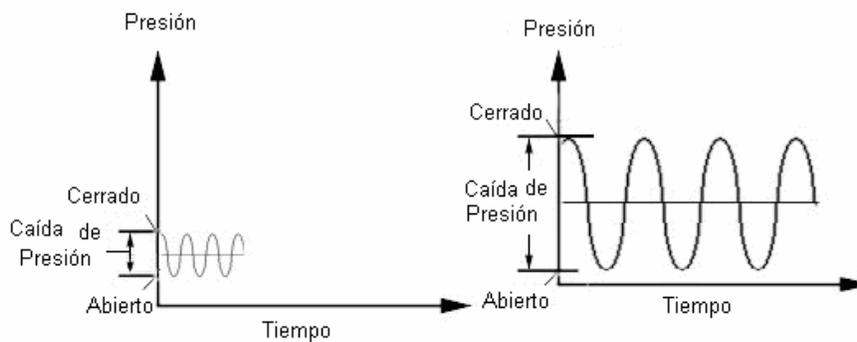


Figura III.13. Fuerza (amplitud) de la señal de pulsos de presión en el lodo. (Chagoya, 2007)

✚ **Tamaño del desfase:** Se puede controlar la fuerza de la señal ajustando el tamaño del desfase entre el rotor / restrictor y el estator. El boquete permite que el fluido de perforación se mueva, aun cuando el modulador está en la posición cerrada. El tamaño del desfase determina la caída de presión que se puede crear a través del modulador, cuando más pequeño es el desfase la caída de presión es mayor y mas grande la amplitud de señal producida. (figura III.14)

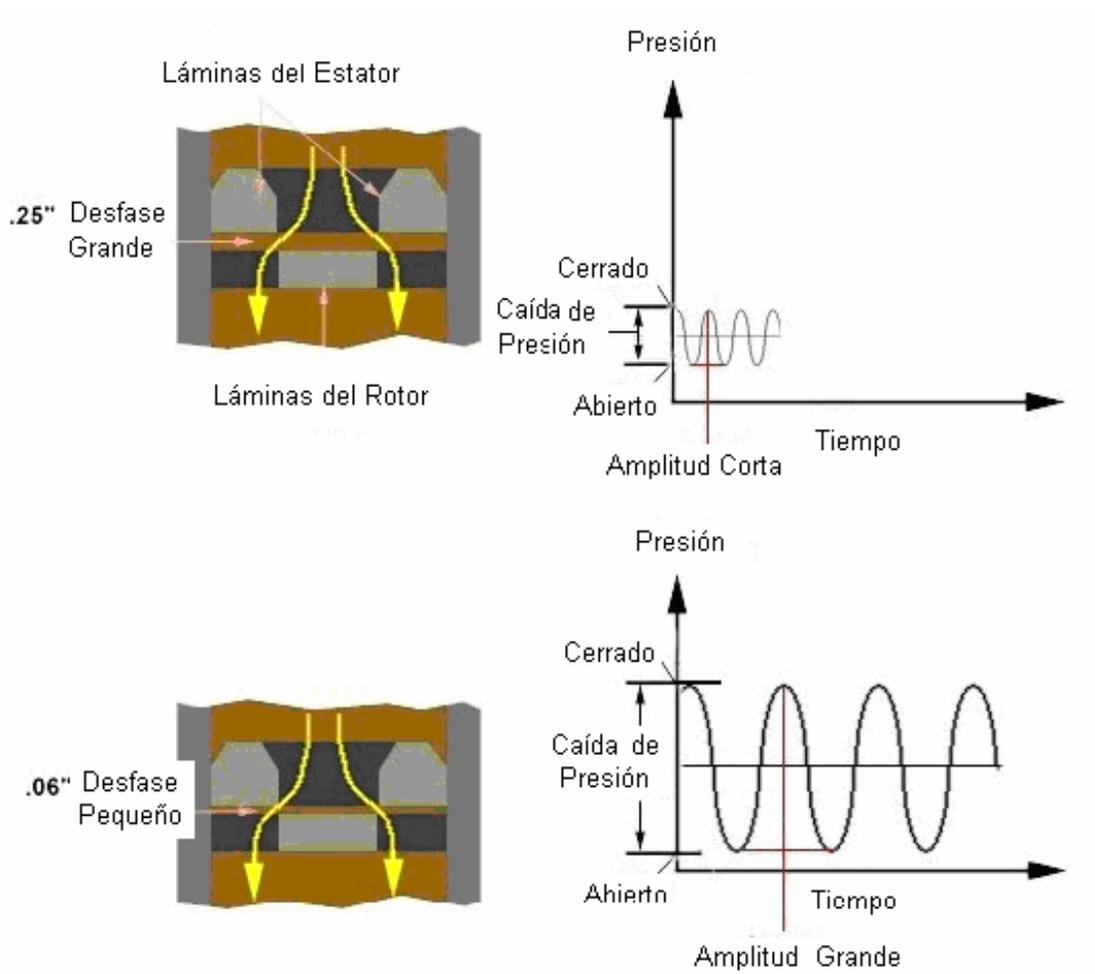


Figura III.14. Generación de caídas de presión en el lodo. (Chagoya, 2007)

El desfasamiento es fijado antes de introducir la herramienta MWD al fondo del pozo, y se deben de considerar ciertos factores. La finalidad es lograr un equilibrio razonable entre la necesidad de la fuerza de señal y los problemas mecánicos que pueden resultar cuando no se fija bien el desfase.

✚ **Gasto.** Es la consideración principal al fijar el desfasamiento. Si este es demasiado pequeño para el gasto, el rotor y el estator se pueden desgastar y si es demasiado grande la caída de presión puede no ser suficiente para llegar a la superficie. (figura III.15)

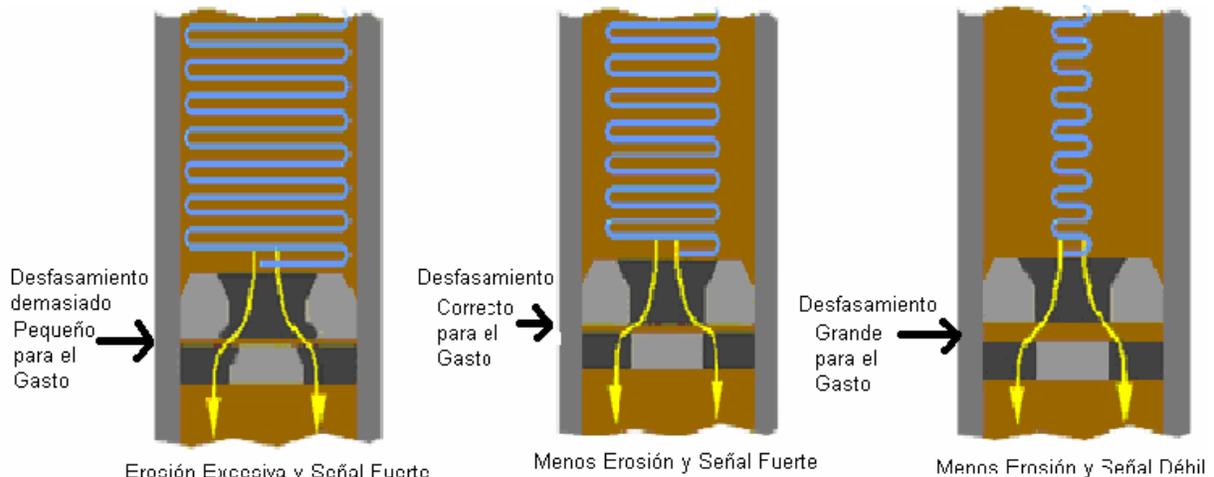


Figura III.15. Efectos del gasto. (Chagoya, 2007)

III.3.4 MATERIALES PARA LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

✚ **Material de control de pérdida (LCM):** LCM (*Lost Control Material*) es material agregado al lodo para evitar la pérdida de fluido de perforación en la formación. Este material circula en el lodo y puede erosionar o atascar el rotor y el estator, si estas partículas se atorran la herramienta dejara de enviar datos a superficie. (figura III.16)

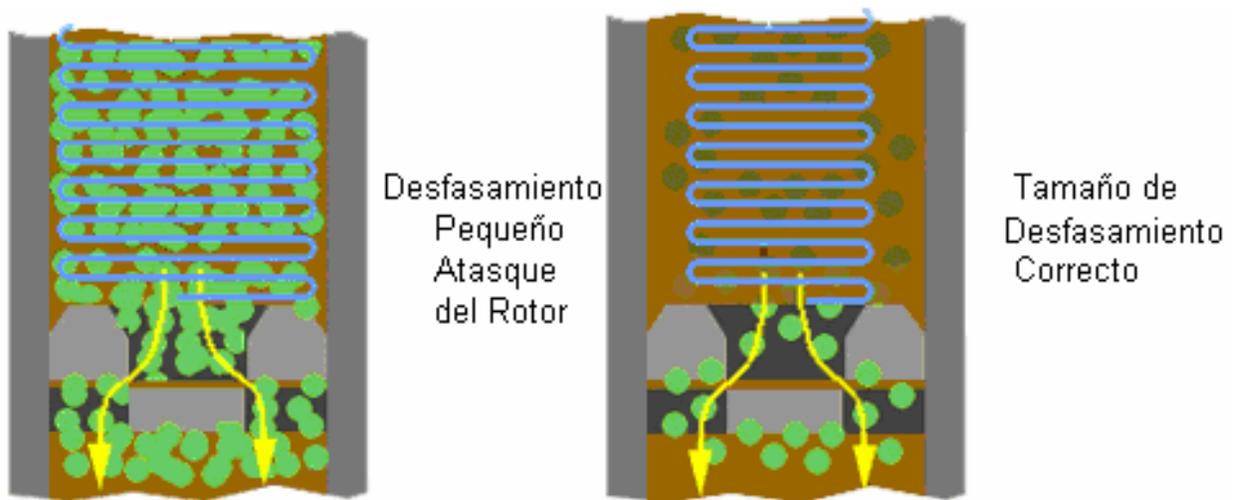


Figura III.16. Efectos de LCM. (Chagoya, 2007)

✚ **Profundidad:** Una señal pierde energía mientras viaja a la superficie. En profundidades someras la señal necesita menos energía para llegar a la superficie, y cuando más profundo está la herramienta MWD deberá llevar un desfase más pequeño para que la señal tenga la fuerza para llegar a la superficie. (figura III.17)

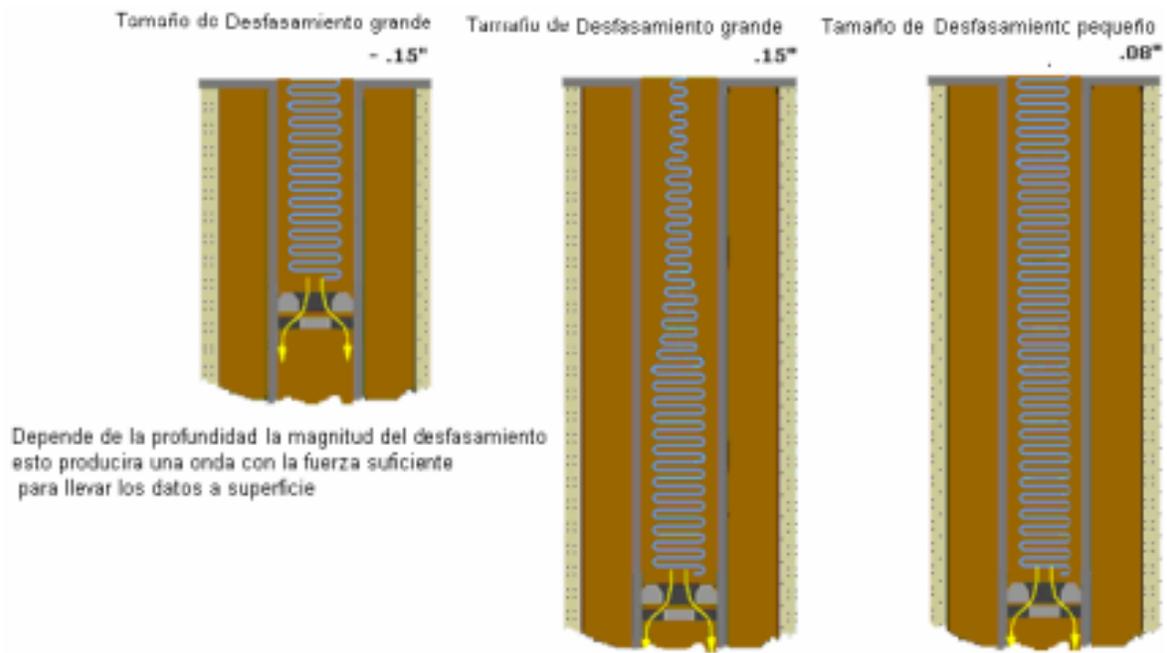


Figura III.17. Efectos de la Profundidad. (Chagoya, 2007)

✚ **Tipo de lodo.** Cuando más viscoso es el lodo, la señal se atenúa más en su viaje a la superficie. (figura III.18)

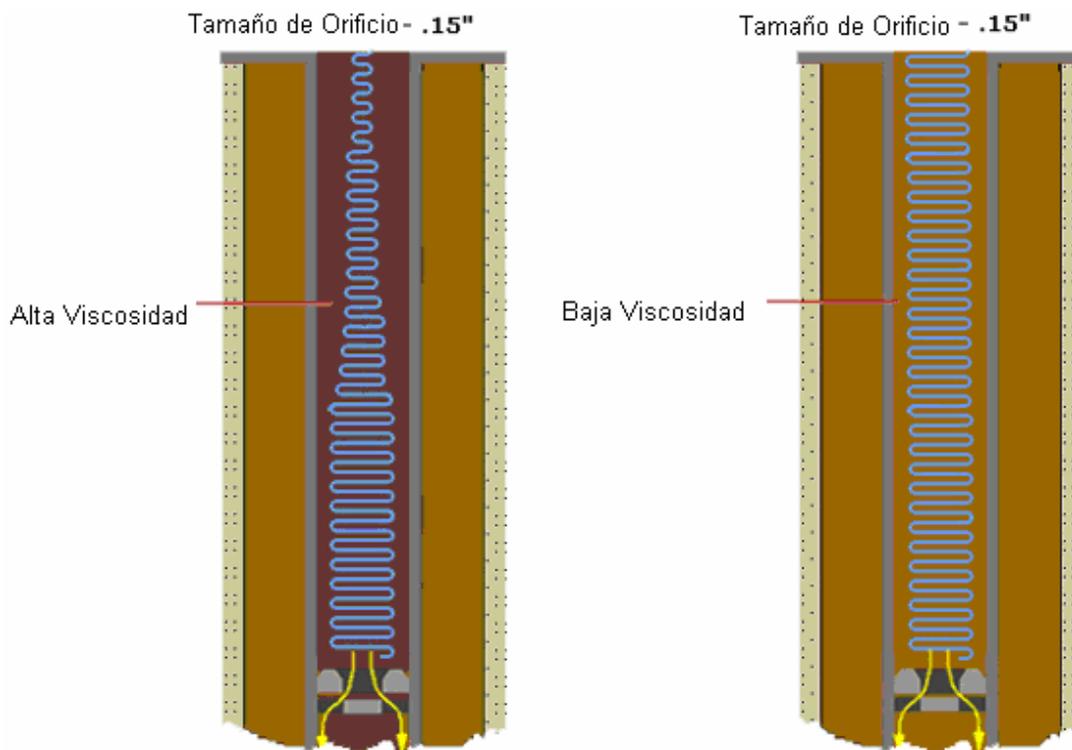


Figura III.20. Efectos por el Tipo de Lodo. (Chagoya, 2007)

✚ **Sólidos en el lodo.** Los sólidos tales como barita y carbonatos se agregan al lodo y la densidad del mismo aumenta. Estos sólidos pueden erosionar el modulador dependiendo del tamaño del desfase. Entre más sólidos grandes estén presentes el desfase tendrá que ser mayor. (figura III.19)

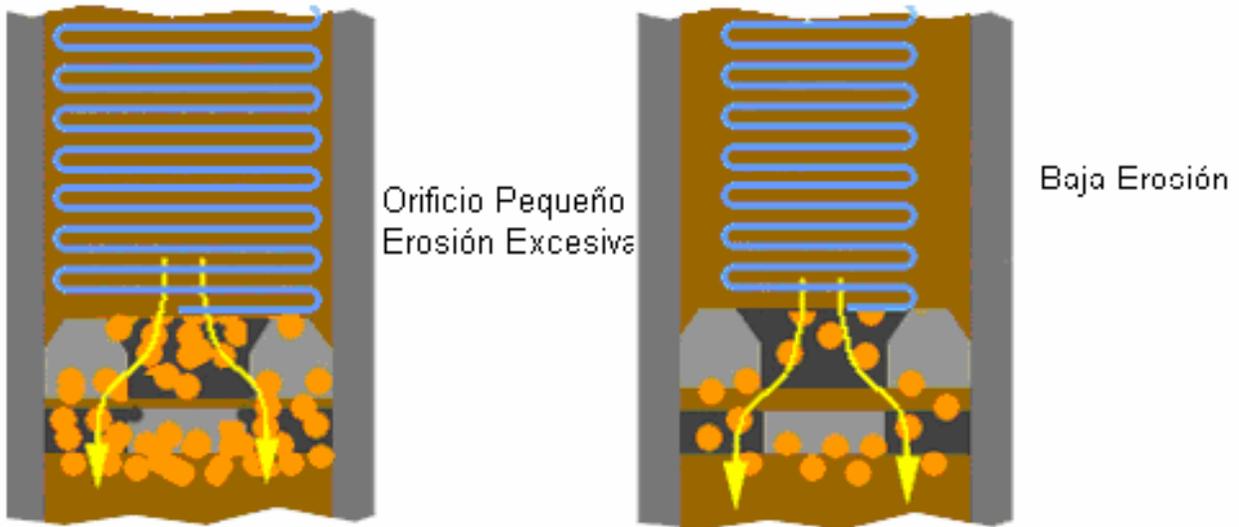


Figura III.19. Efectos por sólidos en el lodo. (Chagoya, 2007)

✚ **Ruido y errores en la barrena.** Otro equipo en el aparejo, por ejemplo, las bombas de lodo, puede generar frecuencias que caen en la anchura de banda del receptor. La energía dentro de la anchura de banda de fuentes que no son de la herramienta MWD se refiere a ruidos. El ruido puede causar errores en la barrena durante la demodulación, estos son resultado del software que usa toda la energía dentro del ancho de banda, sin importar la fuente para la demodulación.

✚ **Problemas de señal:** Durante la demodulación de la señal de MWD, la prioridad del ingeniero es mantener un alto cociente de señal/ruido (SNR), que es cociente de la energía de la señal a la energía del ruido dentro del ancho de banda de la telemetría.

✚ **Tipos de problemas de la señal:** Las condiciones de perforación puede causar baja fuerza de señal en la superficie y es causada por los siguientes aspectos: la profundidad del pozo, alta viscosidad del lodo, el gasto de lodo, condiciones del lodo, la frecuencia de la señal, el diámetro interno de la tubería, etc.

III.4 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO MWD

Las herramientas MWD permiten coleccionar datos y combinarse con diferentes sensores LWD, los clasifica y después los envía a superficie mediante telemetría de pulsos de lodo (figura III.20).

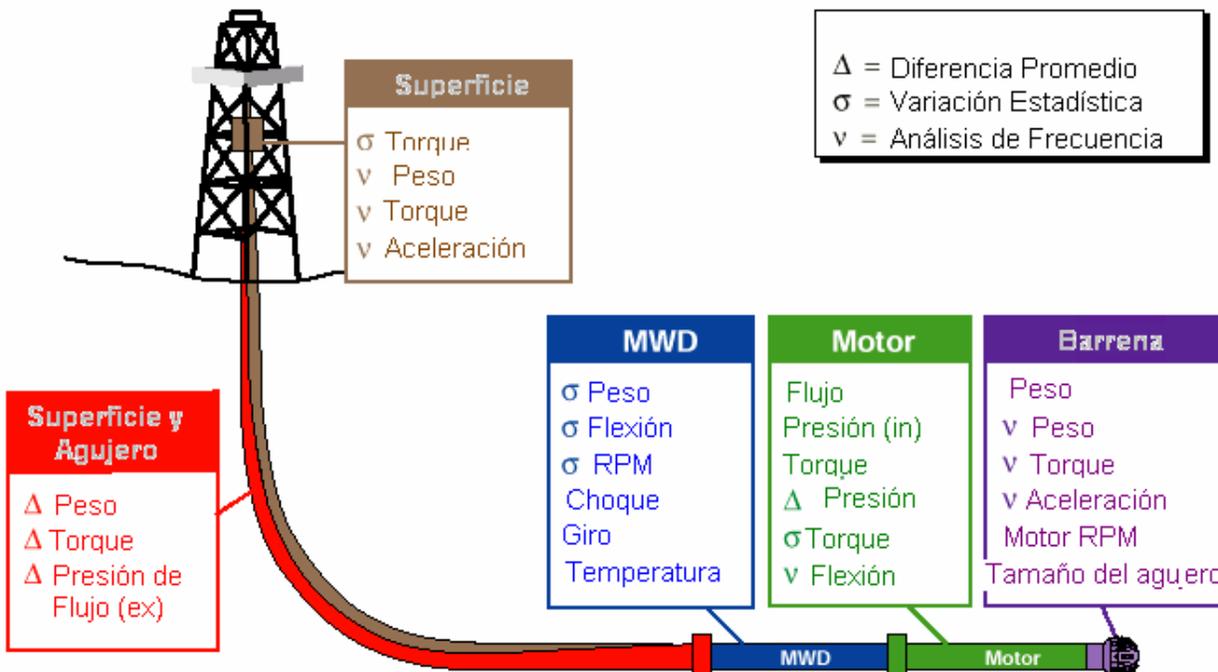


Figura III.20. Puntos de Medición. (Chagoya, 2007)

El collar MWD está equipado con un detector de Peso y Torque Integrados en el sensor de la barrena, que proporcionan el peso que hay dentro del pozo y las mediciones de torque utilizadas para optimizar el proceso de perforación por medio de medidores de deformación colocados con una orientación específica para compensar la presión, temperatura y doblado de la tubería (collar). (figura III.21)

El cartucho del Chasis de Vibraciones Múltiples (MVC), también puede ser usado para dar a los ingenieros en perforación una evaluación precisa del comportamiento del BHA proporcionándoles los siguientes, torques y deslizamientos, vibraciones laterales y rebote de la barrena. La herramienta MWD *PowerPulse, está equipada con mediciones de choque monoaxiales que puede proporcionar un valor bastante cercano a la variable de vibración lateral del MVC.

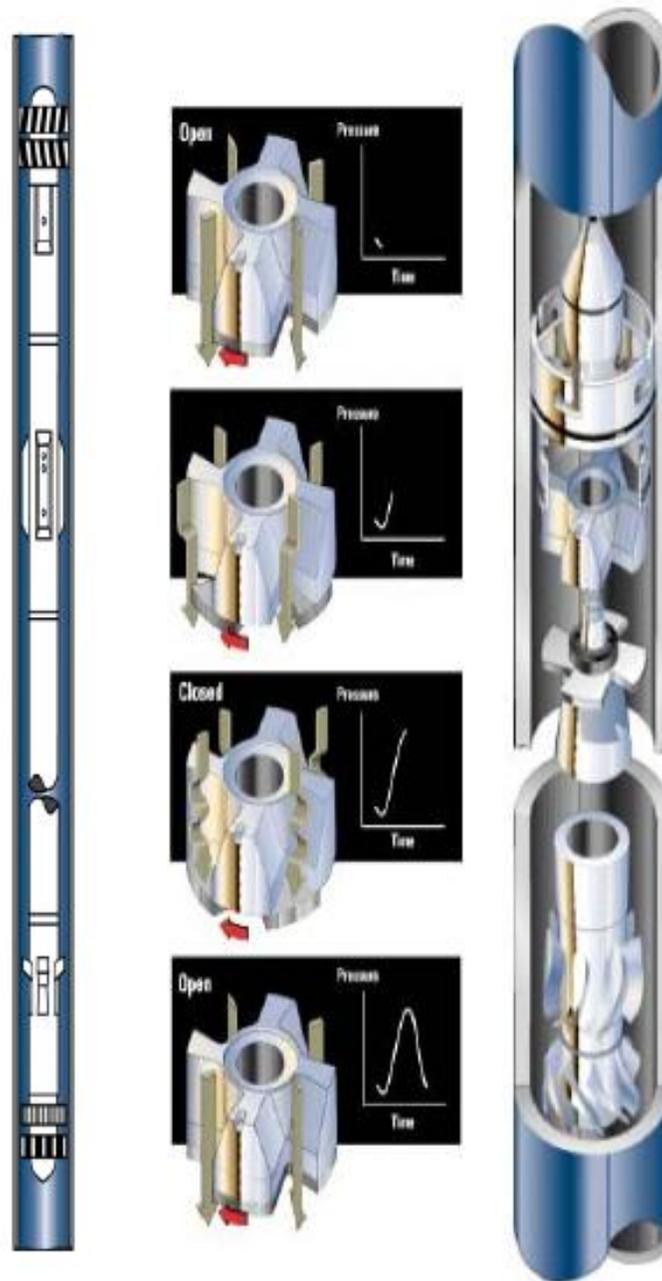


Figura III.21. Herramienta MWD en una combinación de *collar* y un modulador rotor/estator.
(Lassoued, et. al., 2002)

Las tablas III.1a y III.1b muestran el ejemplo de un marco de datos de telemetría de pulso de lodo en tiempo real que está programado dentro de la herramienta. Los sistemas de telemetría en tiempo real pueden ser diseñados y modificados para transmitir preferentemente los datos críticos necesarios para perforar el pozo mientras se reduce la transmisión de datos no críticos.

General Information: ROP: 100ft/hr Bit Rate: 3.00 bps

| Frame No. :2576 | | Frame No. :2577 | | Frame No. :2578 | |
|------------------------------|------|-----------------------------|------|------------------------------|------|
| Frame Type :MTF | | Frame Type :GTF | | Frame Type :ROT | |
| Frame Time :84.33s (253bits) | | Frame Time :84.33s(253bits) | | Frame Time :65.67s (202bits) | |
| Dpoint List | | Dpoint List | | Dpoint List | |
| Dpoint | Bits | Dpoint | Bits | Dpoint | Bits |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | dtor | 8 |
| Dtor | 8 | dtor | 8 | dwob | 9 |
| Dwob | 9 | dwob | 9 | RA34H_c | 8 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | RP40L_c | 8 |
| RA34H_c | 8 | RA34H_c | 8 | GRAPC_c | 7 |
| RP40L_c | 8 | RP40L_c | 8 | SHKLV_c | 2 |
| GRAPC_c | 7 | GRAPC_c | 7 | rgx | 12 |
| SHKLV_c | 2 | SHKLV_c | 2 | rhx | 12 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | DTCO_s | 10 |
| Rgx | 12 | rgx | 12 | CHCO_s | 7 |
| Rhx | 12 | rhx | 12 | SONSK_s | 2 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | APRS_c | 15 |
| DTCO_s | 10 | DTCO_s | 10 | ATEMP_c | 8 |
| CHCO_s | 7 | CHCO_s | 7 | ROBB_a | 9 |
| SONSK_s | 2 | SONSK_s | 2 | DRHB_a | 8 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | TNRA_a | 9 |
| APRS_c | 15 | APRS_c | 15 | vibx | 8 |
| ATEMP_c | 8 | ATEMP_c | 8 | viblat | 8 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | mwngen1 | 10 |
| ROBB_a | 9 | ROBB_a | 9 | MRP1_m | 8 |
| DRHB_a | 8 | DRHB_a | 8 | MRP2_m | 8 |
| TNRA_a | 9 | TNRA_a | 9 | BFV1_m | 8 |
| Mtf | 8 | gtf | 8 | | |
| Vibx | 8 | rhx | 8 | | |
| Viblat | 8 | vibx | 8 | | |
| Mwngen1 | 10 | viblat | 8 | | |
| MRP1_m | 8 | mwngen1 | 10 | | |
| MRP2_m | 8 | MRP1_m | 8 | | |
| BFV1_m | 8 | MRP2_m | 8 | | |
| | | BFV1_m | 8 | | |

Tabla III.1a. Marco de datos de la herramienta *PowerPulse. (Lassoued, et al, 2002)

| Update Rates | | | Update Rates | | | Update Rates | | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|--------------------------------------|-------------|-------------|--------------------------------------|-------------|-------------|
| Dpoint | Interval(s) | Spacing(ft) | Dpoint | Interval(s) | Spacing(ft) | Dpoint | Interval(s) | Spacing(ft) |
| toolface | 12.05 | 0.33 | toolface | 12.05 | 0.33 | dtor | 65.67 | 1.82 |
| dtor | 84.33 | 2.34 | dtor | 84.33 | 2.34 | dwob | 65.67 | 1.82 |
| dwob | 84.33 | 2.34 | dwob | 84.33 | 2.34 | RA34H_c | 65.67 | 1.82 |
| RA34H_c | 84.33 | 2.34 | RA34H_c | 84.33 | 2.34 | RP40L_c | 65.67 | 1.82 |
| RP40L_c | 84.33 | 2.34 | RP40L_c | 84.33 | 2.34 | GRAPC_c | 65.67 | 1.82 |
| GRAPC_c | 84.33 | 2.34 | GRAPC_c | 84.33 | 2.34 | SHKLV_c | 65.67 | 1.82 |
| SHKLV_c | 84.33 | 2.34 | SHKLV_c | 84.33 | 2.34 | rgx | 65.67 | 1.82 |
| rgx | 84.33 | 2.34 | rgx | 84.33 | 2.34 | rhx | 65.67 | 1.82 |
| rhx | 84.33 | 2.34 | rhx | 84.33 | 2.34 | DTCO_s | 65.67 | 1.82 |
| DTCO_s | 84.33 | 2.34 | DTCO_s | 84.33 | 2.34 | CHCO_s | 65.67 | 1.82 |
| CHCO_s | 84.33 | 2.34 | CHCO_s | 84.33 | 2.34 | SONSK_s | 65.67 | 1.82 |
| SONSK_s | 84.33 | 2.34 | SONSK_s | 84.33 | 2.34 | APRS_c | 65.67 | 1.82 |
| APRS_c | 84.33 | 2.34 | APRS_c | 84.33 | 2.34 | ATEMP_c | 65.67 | 1.82 |
| ATEMP_c | 84.33 | 2.34 | ATEMP_c | 84.33 | 2.34 | ROBB_a | 65.67 | 1.82 |
| ROBB_a | 84.33 | 2.34 | ROBB_a | 84.33 | 2.34 | DRHB_a | 65.67 | 1.82 |
| DRHB_a | 84.33 | 2.34 | DRHB_a | 84.33 | 2.34 | TNRA_a | 65.67 | 1.82 |
| TNRA_a | 84.33 | 2.34 | TNRA_a | 84.33 | 2.34 | vibx | 65.67 | 1.82 |
| vibx | 84.33 | 2.34 | vibx | 84.33 | 2.34 | viblat | 65.67 | 1.82 |
| viblat | 84.33 | 2.34 | viblat | 84.33 | 2.34 | mwngen1 | 65.67 | 1.82 |
| mwngen1 | 84.33 | 2.34 | mwngen1 | 84.33 | 2.34 | MRP1_m | 65.67 | 1.82 |
| MRP1_m | 84.33 | 2.34 | MRP1_m | 84.33 | 2.34 | MRP2_m | 65.67 | 1.82 |
| MRP2_m | 84.33 | 2.34 | MRP2_m | 84.33 | 2.34 | BFV1_m | 65.67 | 1.82 |
| BFV1_m | 84.33 | 2.34 | BFV1_m | 84.33 | 2.34 | | | |
| Remarks | | | Remarks | | | Remarks | | |
| IWOB/ARC/CDNI/ISON/APWD/ADN/MVC/MRWD | | | IWOB/ARC/CDNI/ISON/APWD/ADN/MVC/MRWD | | | IWOB/ARC/CDNI/ISON/APWD/ADN/MVC/MRWD | | |

Tabla III.1b. Marco de datos *PowerPulse. (Lassoued, et al, 2002)

En un pozo direccional, los datos críticos son esenciales para dirigir el pozo cuando los deslizamientos se vuelven más importantes. Para ayudar a facilitar este proceso, se está utilizando el siguiente enfoque para generar un marco de datos MWD:

Se construyen cuadros de datos independientes para los modos de rotación y deslizamiento. Todos los datos enviados a superficie se dividen en grupos, y cada grupo representa un servicio. Por ejemplo, el servicio de Chasis de Vibraciones Múltiples (MVC) requiere del envío de tres variables: vibración axial, vibración lateral y el periodo de vibración. En el marco, todas las variables anteriores se transmiten juntas una tras otra. La tasa de actualización de la cara de la herramienta, que se requiere cuando hay deslizamientos, es de 10-12 s. Para lograrlo, el marco de datos de la cara de la herramienta se inserta en el programa entre el grupo de servicios, enviando los datos a la superficie con otros datos del grupo.

La posición del grupo de servicios dentro de un marco es asignada de acuerdo con la importancia subjetiva del servicio. Por ejemplo, el grupo de variables de la ARC, Herramienta de Resistividad Compensada (*Array Resistivity Compensated Tool*) es considerado como un servicio primario comparado con el grupo MVC.

Antes de construir el marco (*frame*) MWD, se desarrolla un breve diagrama de flujo con su contenido, para asegurar que todos los grupos y los conjuntos de datos fueron incluidos.

Los servicios MWD de evaluación de la formación incluyen mediciones de rayos gamma naturales, resistividad normal-corta, resistividad de propagación de una onda electromagnética de 2 megahertz, resistividad con cuatro profundidades de investigación (EWR-Phase 4SM), porosidad neutrón, densidad y caliper ultrasónico (figuras III.22a y III.22b).

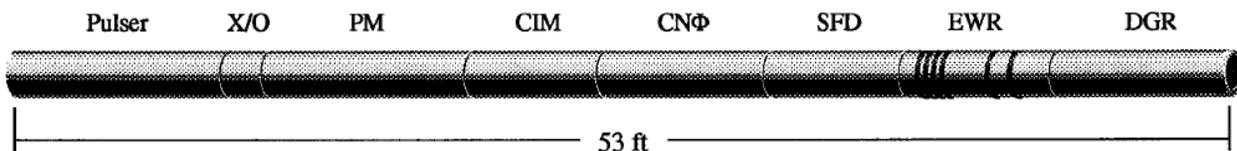


Figura III.22a. Configuración del sensor MWD-triple combo. (Cantrell, et al, 1992)

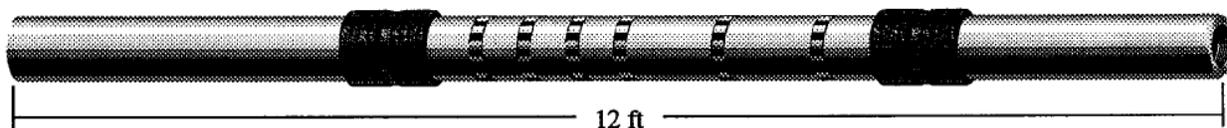


Figura III.22b. Herramienta EWR-Phase 4. (Cantrell, et al, 1992)

El sistema de sensores desarrollado para la evaluación de la formación mediante MWD, difiere de sus contrapartes en los registros *wireline* y, por lo tanto, las respuestas o curvas del sensor son también diferentes. El hecho de que sean diferentes, no implica que uno sea mejor que otro; al igual que un registro de inducción y un registro laterolog tomados en el mismo pozo no

son idénticos, y requerirían ser normalizados al utilizar y comparar ambas curvas, ningún registro MWD podría ser una réplica exacta de su contraparte *wireline*.

Una de las principales ventajas de los registros MWD es que estas mediciones son muestreadas dentro de unas decenas de pies detrás de la barrena, de tal modo que las respuestas son registradas en formaciones recién cortadas. La invasión y el lavado del agujero, son de los problemas más comunes que se encuentran cuando se realiza un registro a través de cable, y que se minimizan de forma espectacular cuando se corre un registro MWD. Los efectos de capas adyacentes son insignificantes debido a la excelente resolución vertical de los registros MWD, incluso en pozos con grandes desviaciones. Mientras se está perforando, las herramientas MWD transmiten una porción de sus datos a las computadoras que se encuentran en superficie, para la evaluación de la formación a través de una columna de lodo, proporcionando un registro en “tiempo real” para su reconocimiento.

Los datos MWD de alta resolución se almacenan dentro del pozo en una memoria hasta que la herramienta llega a superficie, donde son descargados para reconstruir los registros finales que serán usados para la evaluación de la formación. Este tipo de información se está utilizando cada vez más para reemplazar los servicios *wireline* equivalentes.

Dentro de las limitaciones de los registros MWD se incluyen, penetración variable/tasas de registro, las profundidades medidas sólo mediante la tubería de perforación y la disponibilidad de sólo unos cuantos tipos de mediciones. Aunque las respuestas de resistividad, rayos gamma, y neutrón son muy fiables, los registros de densidad pueden verse muy afectadas por el tamaño del pozo y la dirección, deslizamientos en lugar de rotaciones durante la perforación y otros factores ambientales.

El diseño de las herramientas MWD está dominado por los requerimientos necesarios para tener una integridad estructural, además de un dispositivo de rayos gamma. Debido a que el ambiente en que se corre un registro MWD se encuentra en un cambio constante, los registros precisos de los factores de perforación pertinentes se mantienen en la plataforma y son registrados por los ingenieros de campo. Estos factores deben tomarse en consideración cuando se interpretan los registros.

III.4.1 CLASIFICACIÓN DEL EQUIPO

El sistema MWD está integrado en dos partes principales. El equipo subsuperficial, el cual se encuentra colocado en el fondo del pozo, acoplado a la sarta de perforación y el equipo superficial, el cual se encuentra colocado en la superficie cerca del piso de perforación.



Equipo subsuperficial

Está integrado por varios sensores, los cuales determinan de forma cuantitativa el valor de las diversas variables de perforación, una fuente de poder, una unidad electrónica y la unidad transmisora. Todos los componentes del equipo subsuperficial del sistema MWD, se encuentran alojados en el interior de un lastrabarrena antimagnético, el cual se localiza arriba de la barrena. Las partes que componen el equipo subsuperficial son:

- ⊕ **Fuente de poder:** La energía necesaria para el funcionamiento de la herramienta la proporciona un generador acoplado a una turbina, sin embargo, algunas veces es factible utilizar un paquete de baterías, aún cuando tienen una vida corta y un límite de operación restringido.
- ⊕ **Unidad electrónica:** Este componente de la herramienta permite regular el flujo de la información, es decir, acumula los datos obtenidos por los sensores y controla su flujo hacia la unidad transmisora para su envío hacia la superficie.
- ⊕ **Unidad transmisora:** El corazón del sistema MWD es la unidad transmisora. Este componente es el más importante, puesto que es el responsable del envío de información del equipo subsuperficial hacia el equipo superficial.
- ⊕ **Sensor de Rayos Gamma:** Este sensor mide la intensidad de la radiación que emana de la formación que está siendo perforada. Es sensor está constituido por un contador Geiger-Mueller, el cual detecta dicha radiación producida por los elementos radiactivos contenidos en la formación.
- ⊕ **Sensor de Resistividad:** Permite determinar la resistividad de la formación, basándose en el principio de propagación de ondas electromagnéticas, que de alguna manera es similar al principio de inducción. El sensor está constituido por un transmisor y dos receptores con diferente espaciamiento. La resistividad de la formación está en función de la diferencia de fase de las señales que son captadas por los receptores.
- ⊕ **Sensor de Porosidad:** La medición de la porosidad es efectuada por un sensor constituido principalmente por un emisor y dos transmisores. El emisor es una fuente de neutrones y los dos receptores son contadores Geiger-Mueller, colocados simétricamente respecto al emisor. Los receptores miden el flujo de rayos gamma de neutrones de captura que llegan hasta ellos.
- ⊕ **Sensores de orientación:** El sensor de orientación está constituido por un acelerómetro y 3 magnetómetros que miden 3 componentes, de estado sólido. El acelerómetro tiene como objetivo medir la magnitud de las tres componentes del campo gravitacional

terrestre, para posteriormente utilizarlos para deducir la inclinación y la orientación de la cara de la herramienta. El magnetómetro mide la magnitud de las tres componentes del campo magnético de la Tierra y sus valores son usados junto con los del acelerómetro para obtener el azimut.

- ⊕ **Sensor de Temperatura:** La medición de la temperatura del fluido de perforación en el espacio anular, es efectuada por un transductor de temperatura colocado en la pared externa del cuerpo del lastrabarrena. El sensor está térmicamente aislado y siempre está en contacto con el fluido que circula en el espacio anular.
- ⊕ **Sensor de peso sobre barrena:** La medición del peso real que se aplica a la barrena (WOB), es efectuada por un medidor de esfuerzos verticales. Este sensor se encuentra colocado a una corta distancia de la barrena.
- ⊕ **Sensor de torsión:** La medición de la torsión producida en la parte inferior de la sarta de perforación, es efectuada por un medidor de esfuerzos horizontales. Dicho medidor está colocado muy próximo a la barrena y se encuentra orientado de manera que sólo sea sensible al esfuerzo de la torsión que se produce en el extremo inferior de la sarta de perforación. En la figura III.23 se muestra un esquema del equipo subsuperficial.

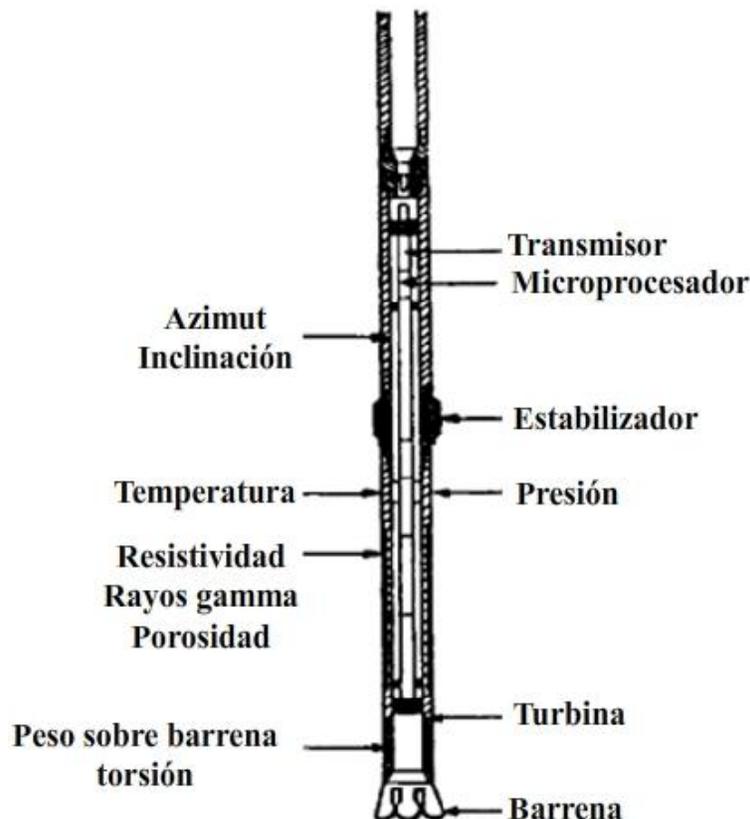


Figura III.23. Partes principales de la herramienta MWD. (García, 1999)



Equipo superficial

El equipo superficial está localizado cerca del piso de perforación y está conformado por un detector de señales y un sistema de cómputo de despliegue.

- ⊕ **Detector de señales:** La señal enviada por el transmisor a través de la columna de lodo y que llega a la superficie, es detectada por un transductor de presión localizado en una sección de la lingada. El transductor recibe la información y la canaliza en forma de señales eléctricas hacia la unidad de cómputo.
- ⊕ **Sistema de cómputo y despliegue:** Este sistema es el encargado de la captura de las señales eléctricas enviadas por el transductor, para que posteriormente sean procesadas, desplegadas e interpretadas. El sistema está constituido por una unidad de adquisición de datos, una computadora, una terminal impresora y un juego de pantallas para visualizar los resultados en tiempo real. El sistema de cómputo está disponible en cabinas utilizadas en plataforma marina, o en camiones para uso terrestre.

III.5 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

La tecnología MWD basa su funcionamiento en el sistema de telemetría de pulsos de lodo. Debido a esto, es compatible con los aparejos de perforación rotarios, aparejos con motor de fondo y los sistemas de navegación. La tecnología MWD se encuentra alojada en un lastrabarrena antimagnético que se coloca uno o dos lastrabarrenas arriba de la barrena. El sistema contiene diferentes sensores que efectúan mediciones de diversos parámetros en el fondo del pozo durante la perforación. La información que captan los sensores es enviada hacia la unidad electrónica para que sea procesada, almacenada y su flujo sea controlado. La unidad electrónica ordena al transmisor que envíe la información codificada hacia la superficie.

III.5.1 SISTEMA DE TELEMETRÍA

El sistema MWD utiliza la telemetría en el lodo para transmitir información desde el fondo del pozo hasta la superficie, esto quiere decir que el fluido de perforación es el medio a través del cual se establece el flujo de información entre la herramienta y el equipo superficial.

El transmisor codifica la información en una serie de pequeñas ondas o pulsos de presión, que viajan desde el fondo del pozo hasta la superficie a través del fluido de perforación contenido en el interior de la sarta. Estos pulsos u ondas de presión son detectados en la superficie por un transductor de presión colocado en la lingada. La señal que recibe el transductor es enviada

hacia la unidad de cómputo para que sea filtrada, amplificada, decodificada y procesada, para posteriormente obtener el despliegue de la información en pantalla e impresora.

Hay tres tipos distintos de sistemas MWD de transmisión de información disponibles actualmente, todos usan la columna de lodo como medio de transmisión.

- ⊕ **Sistema de pulso positivo**, usa una válvula tipo émbolo, que obstruye momentáneamente el flujo de lodo, generando así los pulsos, lo que provoca un incremento instantáneo de la presión en el interior de la sarta. Estas pulsaciones llevan una determinada frecuencia en el flujo del lodo, las cuales corresponde a un código digital binario que es captado en la superficie por un transductor colocado en la tubería de pie, dicho transductor decodifica la información y la envía a la central de proceso para su interpretación.
- ⊕ **Sistema de pulso negativo**, utiliza la válvula que descarga momentáneamente una pequeña cantidad del flujo de lodo hacia el espacio anular a través de un orificio, esto provoca una caída de presión en el interior de la sarta de perforación, dando como resultado un pulso de presión momentáneo negativo.
- ⊕ **Sistema de onda continua de presión**, utiliza un modulador que consiste en una turbina que provoca restricción al paso del fluido a través de ella en forma repetida. De esta manera se producen ondas continuas de presión de frecuencia variable que se propaga hacia la superficie. Esta técnica permite una emisión de datos mucho más rápida que las anteriores.

III.5.2 APAREJOS DE PERFORACIÓN

✚ **MWD con aparejos rotatorios:** Al emplear una sarta rotaria muchas veces se requiere tomar una medición de la orientación del pozo, esto se logra deteniendo la rotación durante algunos segundos, pero manteniendo la circulación (todos los sensores de la herramienta MWD, excepto los de orientación, puede realizar sus mediciones cuando se está perforando con aparejo rotario). Un sensor en la herramienta reconoce que se ha suspendido la rotación, por lo que transmite una señal al sensor direccional para que efectúe las mediciones de inclinación, azimut y orientación de la cara de la herramienta. Esta operación hace que el transmisor envíe un primer mensaje hacia la superficie para activar y sincronizar el equipo superficial.

Mientras el primer mensaje es transmitido, el sensor direccional adquiere los tres ángulos. Los datos son almacenados electrónicamente y cuando se terminan de efectuar las mediciones, los

datos son enviados a la superficie. Cuando la transmisión de los datos ha empezado, el perforador puede reiniciar la perforación. Cada medición requiere de unos cuantos segundos para su transmisión, de manera que para enviar el juego de los tres ángulos direccionales, se requerirá de aproximadamente 3 minutos. Si la rotación no es reiniciada después de 85 segundos, entonces el sensor direccional efectuará una nueva medición de los ángulos, y nuevos datos serán almacenados y transmitidos hacia la superficie.

Para una segunda lectura, la sarta de perforación deberá estar estática mientras el primer juego de lecturas es transmitido. El sensor de rotación estático permite que un nuevo juego de lecturas sea tomado, mientras se transmite el primer juego de datos. La transmisión del segundo conjunto de datos comienza tan pronto como termina la transmisión del primero. Una vez que el perforador reinicia la rotación, el sensor de rotación desactiva el sensor direccional, y el transmisor se desconecta al término de la transmisión de los últimos datos adquiridos (figura III.24).

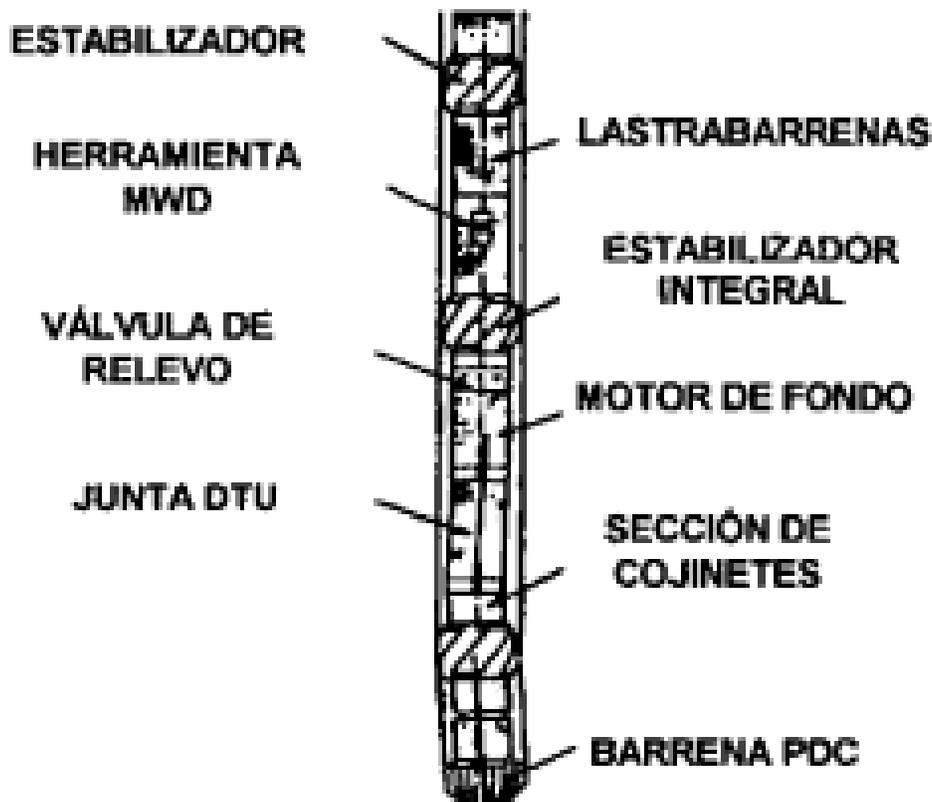


Figura III.24. Herramienta MWD acoplada a un sistema de navegación. (García, 1999)

✚ **MWD con aparejos de motor de fondo:** Cuando la herramienta MWD se encuentra acoplada a una sarta con motor de fondo, la herramienta opera de manera continua mientras se mantiene la circulación. El sensor de rotación se mantiene conectado y permite que el sensor direccional tome lecturas de la dirección del pozo y de la cara de la herramienta, de manera continua. El sistema utiliza las lecturas direccionales rápidamente, lo que permite un buen control sobre la trayectoria del pozo (figura III.25).

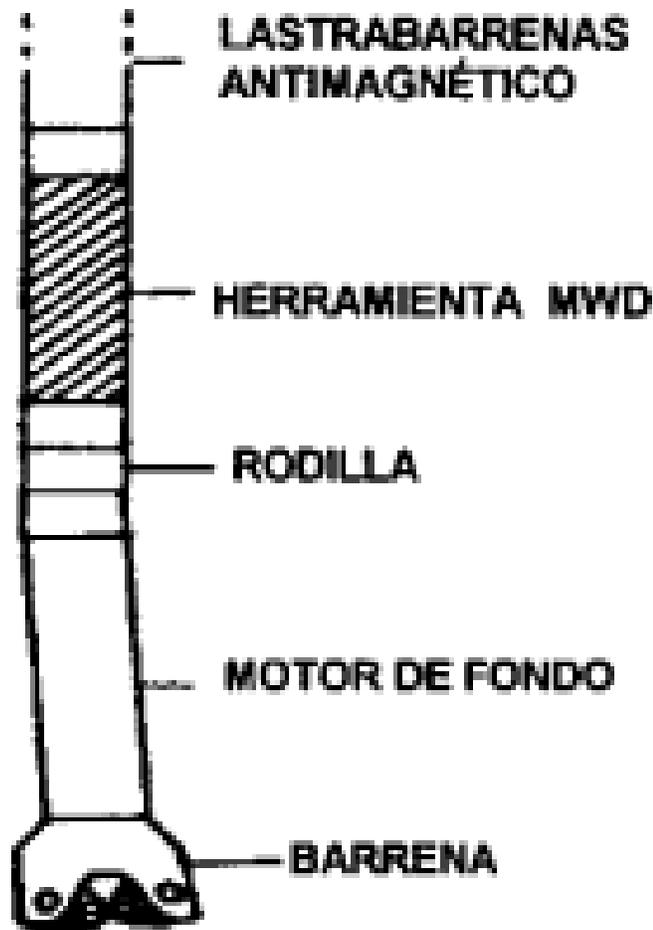


Figura III.25. Herramienta MWD acoplada a un aparejo de perforación con motor de fondo. (García, 1999)

✚ **MWD con sistemas de navegación:** Cuando la herramienta MWD se utiliza con un sistema de navegación, se comprueba la versatilidad del sistema MWD. En esta situación la herramienta trabaja cuando la sarta está rotando o cuando se opera solamente el motor de fondo para efectuar correcciones de rumbo e inclinación. En la figura III.26 se muestra a la herramienta MWD acoplada a los diferentes aparejos de perforación.

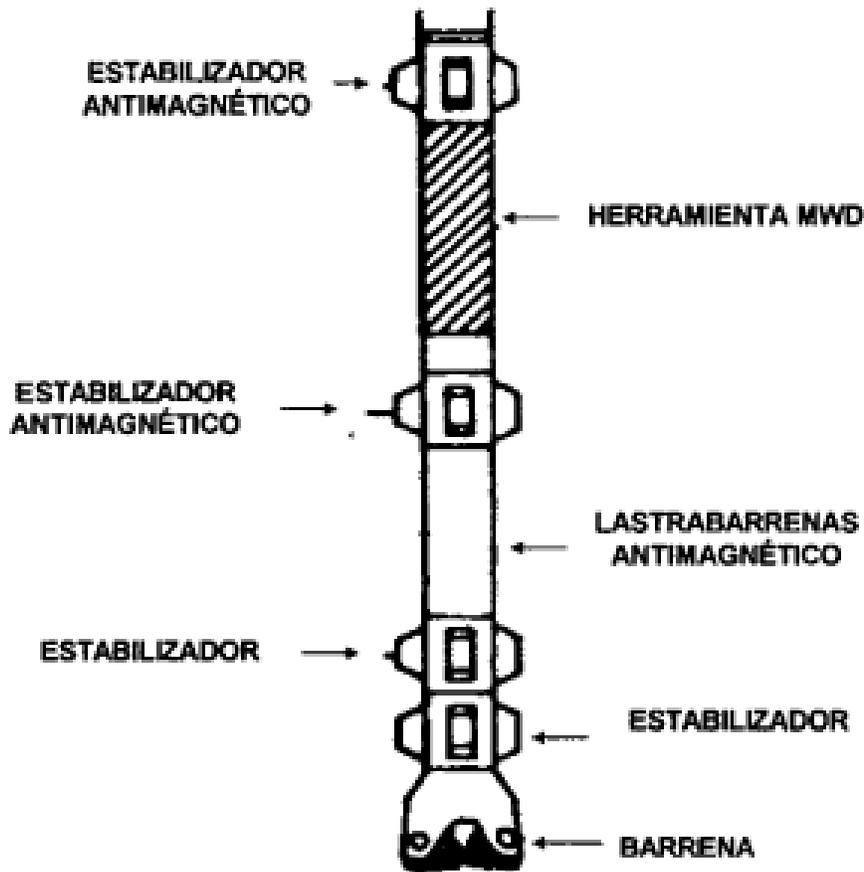


Figura III.24. Herramienta MWD acoplada a un aparejo de perforación rotatorio. (García, 1999)

III.6 MEDICIONES DE LA HERRAMIENTA MWD

La gama de herramientas que ofrece el sistema MWD, nos proporciona una serie de mediciones encaminadas al óptimo desarrollo de las operaciones durante la perforación. Uno de los usos más importantes del sistema MWD ha sido en el área del control direccional. Las mediciones de la orientación del pozo y de la cara de la herramienta, han encontrado una gran aplicación como reemplazo a las mediciones de orientación con línea y a las herramientas de orientación.

El sistema MWD direccional incluye mediciones de azimut, así como la inclinación (desviación) y la orientación de la cara de la herramienta, las cuales se efectúan a una alta velocidad de muestreo para una exacta determinación de la posición del agujero con respecto a determinadas formaciones y/o otros pozos. Las aplicaciones del sistema MWD en el control direccional, han sido evaluadas con los diferentes aparejos de perforación direccional disponibles.

Uno de los principales usos del sistema MWD, es indicar la orientación que tiene la rodilla desviadora cuando se trabaja con un aparejo de perforación de motor de fondo. Debido a que la herramienta MWD se encuentra colocada inmediatamente arriba de la rodilla desviadora y efectúa mediciones mientras la barrena se encuentra perforando, el perforador direccional no necesita adivinar la magnitud del torque que se produce en la sarta de perforación. Esta es una gran ventaja cuando se trabaja con motores de fondo de alto torque y se tiene que efectuar un cambio o corrección en la trayectoria del pozo.

Cuando el sistema MWD está monitoreando la cara de la herramienta, es decir, cuando se encuentra registrando la orientación de la rodilla desviadora, el sistema efectúa mediciones magnéticas y gravimétricas de la misma, proporcionando los valores al perforador direccional. Esto permite que se efectúen los cambios necesarios en la orientación de la herramienta para hacer la corrección de la trayectoria del pozo. Cuando se perfora a través de estratos con echados pronunciados, pueden surgir numerosos problemas en el pozo, debido a la magnitud y a la rapidez con que el pozo se desvía de la trayectoria planeada. Estos problemas incrementan directamente los costos de perforación. La aplicación de los sistemas de navegación permite reducir desviaciones indeseables en pozos verticales.

La aplicación de los sistemas de navegación a la perforación direccional ha tenido gran aceptación, debido a que se han abatido los costos de perforación, se han alcanzado con mayor exactitud los objetivos geológicos y se ha incrementado de manera notable la velocidad de penetración. Sin embargo, el control de la trayectoria de pozos de alto grado de desviación continúa siendo un problema.

El desarrollo de un sistema que fuera capaz de perforar una sección o etapa completa de un pozo en un solo viaje, a una velocidad de penetración alta, con un control total de la trayectoria del pozo en tiempo real y con una considerable reducción de los costos de perforación, ha sido desarrollado recientemente y se ha convertido en uno de los sistemas más efectivos para la perforación de pozos direccionales.

Este sistema es el sistema de navegación, el cual ha demostrado ser un método de bajo costo para controlar la trayectoria del pozo, sin disminuir la velocidad de penetración, sin crear “patas de perro” de gran severidad y sin utilizar aparejos de perforación de los cuales no se puede predecir su trayectoria.

Los sistemas de navegación tienen la capacidad de cambiar el curso de la barrena sin necesidad de efectuar un viaje para cambiar el aparejo de perforación. Lo anterior es posible gracias al uso de un motor de fondo orientable. El empleo del sistema MWD, junto con el motor de fondo orientable, permite que la barrena sea dirigida en la dirección que se requiera, ya que el sistema MWD actualiza constantemente la orientación de la cara de la herramienta.



El empleo de los sistemas de navegación permite obtener los siguientes resultados:

- ⊕ Obtención de un agujero más uniforme.
- ⊕ Eliminación de viajes para cambiar el aparejo de perforación.
- ⊕ Eliminación del tiempo de perforación del pozo.
- ⊕ Menor torque debido a la uniformidad del agujero.
- ⊕ Reducción de la probabilidad de desviar el pozo por problemas en el agujero o por la pérdida del objetivo geológico.

El sistema *Med incrementa la capacidad del sistema de navegación para perforar un pozo más uniforme, con un valor bajo en la severidad de las “patas de perro”, debido a que el sistema MWD puede efectuar una medición de orientación a cualquier tiempo mientras se perfora. Cualquier incremento en la inclinación es detectado y corregido antes de que se convirtiera en un problema mayor.

El problema de agrandamiento del agujero puede reducir o eliminar la efectividad de cualquier elemento de desviación, en el caso de que después de la toma de orientación, se requiera una corrección en el cuerpo del pozo. El uso del sistema de MWD elimina ambos problemas.

Otra medición es la del golpeteo en el fondo del agujero, un acelerómetro en la herramienta MWD mide los golpes o aceleraciones transversales que pueden estar dañando los dispositivos del fondo del agujero. Cuando el golpeteo excede un determinado límite, el acontecimiento es marcado en la superficie como una descarga. Estos eventos medidos contra el tiempo profundidad, son mostrados como un conteo de descargas.

Esta información es usada como un aviso de la excesiva vibración en el fondo del agujero y alerta al perforador para cambiar las revoluciones por minuto o peso sobre la barrena.

III.6.1 APLICACIONES DE LAS MEDICIONES DE POZO

A continuación se muestra una revisión general de las mediciones del proceso de perforación disponibles en los sistemas MWD actualmente.

+ **Presión anular y administración de la ECD:** La presión anular de pozo es medida con sensores de cuarzo o piezo-eléctricos muy precisos y después es transmitida a la superficie. Los valores transmitidos, son convertidos a una Densidad de Circulación Equivalente (ECD), dividiendo la presión medida entre la profundidad vertical real del sensor de pozo. Debido a la exitosa comercialización a mediados de 1990, el manejo y monitoreo de la ECD ha evolucionado hasta casi llegar ser una aplicación estándar, especialmente en perforaciones costa afuera.

✚ **Diagnóstico de atorar/deslizar y velocidad de rotación en pozo:** A partir de señales magnetométricas de pozo, es posible obtener tasas de rotación instantáneas del BHA MWD. Además, al realizar el procesamiento se obtiene la velocidad promedio de rotación en pozo y un diagnóstico de atorar/deslizar determinando la gravedad del fenómeno en el pozo.

Por su puesto, que en periodos donde la rotación es constante en la superficie, la velocidad de rotación en superficie y en pozo tiene que coincidir, si el promedio en un periodo grande de tiempo es suficiente para incluir por lo menos un ciclo completo de atora/desliza. Por lo tanto, las RPM en el fondo pueden ser usadas para checar la precisión de las RPM medidas en superficie.

✚ **Medición de vibración y diagnósticos:** La vibración severa de la sarta de perforación dentro de pozo, puede causar serios problemas, tales como roturas por torsión, fallas prematuras de la barrena, tasas de penetración (ROP) bajas y fallas en las herramientas MWD y otros componentes del BHA. Las peligrosas vibraciones laterales del pozo son especialmente difíciles de detectar en superficie. La información sobre la carga dinámica del pozo se puede obtener usando acelerómetros piezoresistivos en la herramienta MWD. La gravedad de las vibraciones, se determina calculando la raíz cuadrática media (RMS) de la señal medida, la cual representa una medida de la energía de vibración vista por el sensor. Simplemente, los choques de corta duración pueden introducir energía de vibración relativamente pequeña dentro del sistema, pero los choques repetitivos, pueden introducir cantidades importantes de energía y esto se puede observar en el incremento del nivel RMS. La comparación del nivel RMS medido con un nivel determinado empíricamente se puede establecer un diagnóstico simple de la gravedad de las vibraciones que se producen en el pozo.

✚ **Torque y peso en el fondo:** Los valores de la fuerza en el pozo son adquiridos usando medidores de deformación, para cuantificar la deformación elástica del BHA como respuesta al peso y al torque transferido a la barrena. Los medidores de deformación cambian ligeramente su resistencia cuando se les somete a una deformación elástica, dando como resultado, una señal de salida pequeña del puente de medición. La medición del peso es especialmente difícil cuando la señal de salida es muy pequeña y se ve afectada por la temperatura y presión del pozo, por las cuales tiene que ser compensada. Con las anteriores herramientas de medición WOB de pozo, tenía que desarrollarse un procedimiento, cada vez que un conjunto de la tubería se perforaba, y tenía que realizarse otro cuando aumentaba la presión diferencial. Sin embargo, un desarrollo de nuevas herramientas de diagnóstico y adquisición de datos de pozo con una compensación de presión integrada, ha reducido sustancialmente la necesidad de realizar el procedimiento que consume mucho tiempo.



✚ **Momento de flexión en pozo:** El momento de flexión en el BHA es medido usando dos medidores de deformación, uno por cada eje de flexión. La distribución del momento de flexión en el BHA depende de las fuerzas laterales en cada punto de contacto (barrena, estabilizador, uniones de la herramienta, etc.) del BHA con el pozo. Obviamente, el momento de flexión puede aumentar con la curvatura del pozo. El sistema de perforación, la posición del punto de medición en el BHA y la estabilización del BHA completo, determinan cómo el momento de flexión del BHA reacciona a los cambios en la dirección de la perforación. Las primeras experiencias demostraron que el momento de flexión puede indicar un cambio en la dirección de perforación antes que los sensores direccionales convencionales en el BHA.

✚ **Diagnósticos dinámicos avanzados en pozo:** Su principal importancia es la capacidad del sistema para identificar la aparición de remolinos en pozo y diferenciar entre un remolino que va hacia adelante y uno que va hacia atrás. Estos diagnósticos avanzados junto con la información descrita anteriormente, brindan al perforador un nuevo nivel de control del proceso de perforación.

III.6.2 VERSATILIDAD DE LAS MEDICIONES

Además de medir diferentes parámetros del pozo durante la perforación en tiempo real, mediante el sistema de telemetría, la herramienta MWD tiene una variante, la cual consiste en utilizar memoria de estado sólido en la misma herramienta, lo que le permite almacenar la información que los sensores reciben. En cada viaje de la barrena, cuando la unidad de memoria es llevada hacia la superficie, la información almacenada es transferida al equipo superficial de cómputo para que ésta sea procesada y los resultados requeridos sean desplegados, esta información es de gran ayuda, ya que nos sirve para corroborar los datos obtenidos, así como para correlación.

III.7 INTEGRACIÓN DE LOS DATOS Y ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Es necesario poner los datos de pozo del proceso de perforación dentro del contexto de los datos de superficie, con el propósito de interpretarlos y obtener conclusiones sobre los ajustes de los parámetros de perforación. Esto se vuelve más eficiente con la integración de los datos y los sistemas de administración de la información, los cuales pueden importar datos de la plataforma y una tercera parte de los sensores usando estándares para compartir los datos, tales como *WITS o *WITSML.

En una plataforma de administración de la información integrada, se puede obtener información adicional del proceso de perforación alimentando los algoritmos de ingeniería de

perforación con datos adquiridos en pozo y en superficie. Por ejemplo, un modelo hidráulico de perforación predice un ECD que puede compararse con las mediciones ECD para identificar desviaciones inusuales. Un modelo de torque y arrastre puede utilizarse de forma similar para predecir el peso del pozo y los datos de torque, y con ello proporcionar información de la fricción de la sarta de perforación. Un beneficio adicional de los modelos es la capacidad de brindar información acerca de todo el pozo y la sarta de perforación. Como los datos medidos solamente están disponibles en dos puntos de la sarta de perforación, en la superficie y cerca de la barrena, los modelos pueden ser usados para obtener predicciones de otras posiciones de interés en la sarta de perforación, por ejemplo, el ECD en la zapata.

Con el fin de apoyar las decisiones tomadas en el proceso de perforación, los datos adquiridos y la información necesaria son desplegados en tiempo real de la forma más clara y más significativa a personas claves que se encuentran en plataforma, tales como el perforista, el supervisor de la plataforma, etc. El sistema de administración de la información también necesita integrar los datos de la memoria guardados en pozo, obtenidos del MWD BHA después que éste sale del pozo.

III.8 BENEFICIOS DEL SISTEMA MWD

El sistema MWD proporciona una gran cantidad de beneficios en las operaciones petroleras, en la optimización de la perforación direccional.

III.8.1 PERFORACION DIRECCIONAL

- ⊕ **Mejor control de la trayectoria del pozo:** El sistema MWD facilita la toma de un mayor número de mediciones. Al tener un menor espaciamiento entre las mediciones, las desviaciones indispensables en la trayectoria del pozo son corregidas cuando aun son pequeñas. El resultado es un agujero más uniforme, con una trayectoria bien controlada. El control de la trayectoria de los pozos es muy importante cuando se perfora desde las plataformas con una alta densidad de pozos (agujeros), cuando se requieren alcanzar objetivos pequeños, para pozos altamente desviados u horizontales, pozos multilaterales y de alcance extendido.
- ⊕ **Repetibilidad en las mediciones:** Un segundo juego de lecturas para comprobación puede ser obtenido en uno o dos minutos, lo que incrementa la confianza del perforador en las lecturas. La obtención de un segundo juego de lecturas con instrumentos bajados con cable son muy costosas, debido al tiempo de equipo que la operación requiere y al riesgo de una pegadura de tubería.



- ⊕ **Menor severidad de “patas de perro”:** Un mejor control de la trayectoria del pozo puede ser obtenido debido a la alta frecuencia de medición de datos proporcionados por el sistema MWD. Lo anterior permite obtener un agujero más uniforme con un número menor de patas de perro de menor severidad. Esto implica que se tendrá una menor probabilidad de que se presenten “ojos de llave” (al recargarse la tubería en la pared del pozo y rasparla), una mayor facilidad de viaje de la barrena, un menor desgaste de la tubería de revestimiento y perforación, y a la larga, operaciones de terminación y reparación más sencillas.
- ⊕ **Menos riesgo de pegaduras de la tubería:** En áreas donde la presión de formación es mucho menor a la presión ejercida por la columna de lodo, puede existir flujo de lodo hacia la formación. Esto puede dar como resultado que la tubería y/o los lastrabarrenas sean succionados hacia la pared del pozo y queden atrapados. Cuando se toma una medición de orientación con cable, existe un periodo de tiempo en la cual la circulación y la rotación son suspendidas, lo que incrementa el riesgo de una pegadura por presión diferencial. Con el sistema de telemetría a través del lodo, la circulación se mantiene durante el periodo de tiempo en el cual se toma la medición, la rotación se suspende por un corto periodo de tiempo, por lo tanto, se reduce el riesgo de una pegadura por presión diferencial.
- ⊕ **Reducción del número de viajes:** El mejor control de la trayectoria origina una reducción en el número de viajes para cambiar el aparejo, al hacer una corrección de la trayectoria del pozo. Con los sistemas de navegación, se ha logrado perforar una etapa completa en un solo viaje, lo cual resalta la importancia del sistema MWD.

Otro de los usos más importantes del sistema MWD está encaminado hacia la optimización de la perforación. Actualmente la mayoría de las decisiones se toman con el fin de optimar la perforación, basadas en modelos que describen las condiciones de perforación en el fondo de pozo. Estos modelos han sido alimentados con valores de ciertos parámetros medidos en la superficie. Las mediciones durante la perforación proporcionan información en tiempo real y una mejor comprensión de las condiciones que existen en el fondo del pozo.

Las mediciones hechas en el fondo pozo pueden ayudar a eliminar incertidumbres sobre el comportamiento del conjunto de perforación y proporcionan información más confiable para mejorar la eficiencia de la perforación. Una comparación de las mediciones efectuadas con el sistema MWD y las mediciones efectuadas en superficie, pueden mostrar ciertas variaciones en el comportamiento esperado del sistema de perforación, ayudando de esta manera al diagnóstico de los problemas presentados. La interrelación entre otras mediciones lleva a una mejor comprensión del proceso de perforación y puede ayudar a tomar decisiones inmediatas para resolver problemas, tales como, el “embolamiento” de la barrena, el atascamiento de aparejos, “patas de perro” de gran severidad, sobrecarga aplicada a las barrenas PDC y la extracción de barrenas desgastadas. La eliminación de estos problemas nos proporciona un gran ahorro en el tiempo de equipo y por consiguiente en los costos.

III.8.2 OPTIMIZACION DE LA PERFORACION

⊕ **Extracción de barrenas desgastadas:** La decisión de extraer una barrena desgastada en el tiempo apropiado es de gran importancia en la optimización de costos. Los datos que se usan regularmente para tomar esta decisión son: la velocidad de penetración, el costo por metro del agujero perforado, el incremento en el torque, y el tiempo que la barrena ha estado perforando. Cuando no se tienen datos representativos de las condiciones en el fondo del pozo, es demasiado fácil hacer una mala interpretación de estos factores y extraer una barrena en buenas condiciones.

⊕ **Evaluación de la eficiencia de los aparejos de fondo:** El aparejo de fondo es el arreglo de lastrar barrenas, estabilizadores y otras herramientas especiales que son usadas para perforar un pozo y tienen por objetivo un propósito definido en la trayectoria del mismo. La eficiencia de cualquier aparejo de fondo depende de su geometría, de las características de la formación que está siendo perforada y de las variables de perforación (peso sobre la barrena, velocidad de rotación, gasto, etc). Desafortunadamente, las variables de perforación medidas en la superficie no siempre representan los valores reales existentes en el fondo.

Algunas desviaciones de la tendencia esperada de ciertos valores pueden conducir a interpretaciones erróneas. El tipo y el tamaño de las herramientas utilizadas pueden producir resultados inesperados bajo ciertas condiciones de perforación. El sistema MWD puede ayudar a identificar la naturaleza del problema e indicar una solución para los mismos.

⊕ **Ajuste de las variables a las condiciones de perforación:** Las diferentes condiciones encontradas durante el proceso de perforación de un pozo, requieren que se adapten las variables de perforación a los diferentes tipos de litología encontrados, para que, de esta manera, la perforación se lleve a cabo en las mejores condiciones.

La velocidad de penetración es regularmente usada como un factor de control de la eficiencia de perforación. Aunque las operaciones de perforación son llevadas a cabo con la intención de obtener una mayor eficiencia, existen algunas situaciones donde las variables de perforación deben de ajustarse a los cambios en las condiciones encontradas. Por ejemplo, en los registros se muestran las mediciones de rayos gamma en el fondo, las cuales ayudan a definir los cambios en la litología para que el perforador ajuste las variables de perforación a las condiciones encontradas.

⊕ **Detección de fallas en el sistema de perforación:** Los problemas encontrados durante la perforación son la principal fuente de ineficiencia y si no son detectados a tiempo, llegan a complicarse de una manera considerable. Las mediciones en el fondo efectuadas con el sistema MWD pueden ser usadas para ayudar a detectar problemas tales como, un mal



funcionamiento de la barrena o el motor de fondo, así como los efectos de una hidráulica ineficiente. La falla de uno de los componentes del sistema, puede conducir a problemas muy costosos si no es detectada en un corto periodo de tiempo.

⊕ **Evaluación geológica mediante el sistema MWD:** Otra aplicación importante del sistema MWD está encaminada a la evaluación geológica, por medio de los registros obtenidos con el sistema MWD se han hechos excelentes correlaciones con pozos vecinos registrados con sonda en cable, detectándose también el movimiento de fluidos en campos con producción. Algunos pozos problemáticos que podrían ser registrados con herramientas bajadas con cable, han sido exitosamente registrados con el sistema MWD. Los registros de resistividad y rayos gamma MWD han sido utilizados para detectar zonas de presión anormal. Los registros MWD han mostrado una excelente resolución al compararlos con registros convencionales.

Las mediciones de rayos gamma, resistividad y porosidad obtenidas con el sistema MWD son usadas para complementar o reemplazar registros tomados con cable en la evaluación de perforaciones. Las mediciones obtenidas con el sistema MWD son preferidas con respecto a las obtenidas con sondas con cable, debido a su disponibilidad durante la perforación. Se ha demostrado que cuando se está perforando, el diámetro de invasión es mínimo, por lo que el valor de resistividad que mide la herramienta representa el valor virgen. Además los valores de porosidad obtenidos puede decirse que son más representativos, ya que en la etapa de perforación los registros son obtenidos inmediatamente después que la barrena atraviesa la formación, por lo que las curvas de porosidad no están influenciadas por los derrumbes ocurridos en el pozo.

La disponibilidad de los registros de rayos gamma, resistividad y porosidad obtenidos con el sistema MWD, proporciona la información básica necesaria para el cálculo de la saturación de agua, por lo que la substitución de los registros tomados con cable puede ser posible en muchas situaciones, dando como resultado un considerable ahorro en los costos de la toma de registros y en el tiempo de equipo utilizado.

Algunas de las aplicaciones en la evaluación geológica que el sistema MWD nos proporciona, son las siguientes:

⊕ **Detección de zonas con presión anormal:** La detección de zonas con presión anormal durante la perforación es de vital importancia, ya que al atravesar estas zonas se puede originar problemas que si no son controladas a tiempo, pueden provocar, en un caso extremo, la pérdida del pozo. Es por esto que se han implementado varias técnicas para la detección de estas zonas de presión anormal durante la perforación.

Las interpretaciones de zonas con presión anormal, llevadas a cabo con mediciones efectuadas en la superficie, son comprobadas con registros de resistividad y rayos gamma tomados después de haber perforado el intervalo de presión anormal. Esto permite inferir que si se pudieran efectuar las mediciones de resistividad y rayos gamma mientras se perfora, se podría ahorrar una considerable cantidad de dinero, ya que la toma de estos registros consume valioso tiempo de equipo.

Una de las aplicaciones del sistema MWD es la detección y evaluación de zonas con presión anormal, para la cual se utilizan las mediciones efectuadas por los sensores de resistividad y rayos gamma, cuyos valores no son afectados por las condiciones de perforación. Entonces, la perforación a través de una zona de presión anormal puede realizarse bajo condiciones de confianza y control, ya que el valor de la presión es evaluado en tiempo real constantemente.

Las mediciones de rayos gamma y resistividad son transmitidas desde el fondo del pozo hacia la superficie constantemente y, considerando las velocidades normales de perforación, estos valores son transmitidos varias veces por cada pie, por lo cual se puede obtener un registro de gran definición y alta resolución.

El empleo de las mediciones de rayos gamma y resistividad junto con parámetros de perforación y características de la formación, proporciona información de gran valor para la mejor detección de las zonas de presión anormal cuando se está perforando.

- ⊕ **Toma de núcleos auxiliados con el sistema MWD:** Otra de las aplicaciones del sistema MWD es determinar la profundidad exacta para el corte de un núcleo. La determinación exacta de la cima del intervalo donde se pretende obtener un núcleo es muy importante para asegurar que el intervalo estratigráfico deseado sea nucleado. El sistema MWD permite, por lo tanto, seleccionar mejor el intervalo para la toma de un núcleo, de una manera exacta y eficiente. También, el uso del sistema MWD ayuda a obtener ahorros substanciales, ya que elimina la toma de un registro convencional efectuado normalmente después de haber cortado el núcleo.
- ⊕ **Toma del registro de porosidad con la herramienta MWD:** La porosidad obtenida con los registros convencionales es afectada normalmente por los derrumbes ocurridos en el pozo al exponer el agujero descubierto por largos periodos de tiempo al fluido de perforación. Esto quiere decir que con el sistema MWD el derrumbe ocurre después de haber tomado el registro, lo cual no causa problemas en la medición. Por esta razón el sistema MWD ofrece una medición más segura y confiable.

III.9 PERSPECTIVA

Las redes neuronales pueden ser aplicadas para el control predictivo en perforaciones dinámicas. Este enfoque prometedor tiene el potencial de mejorar significativamente la gestión de la perforación y el proceso de optimización durante la perforación. La figura III.27 describe como se podría introducir esta tecnología en el futuro.

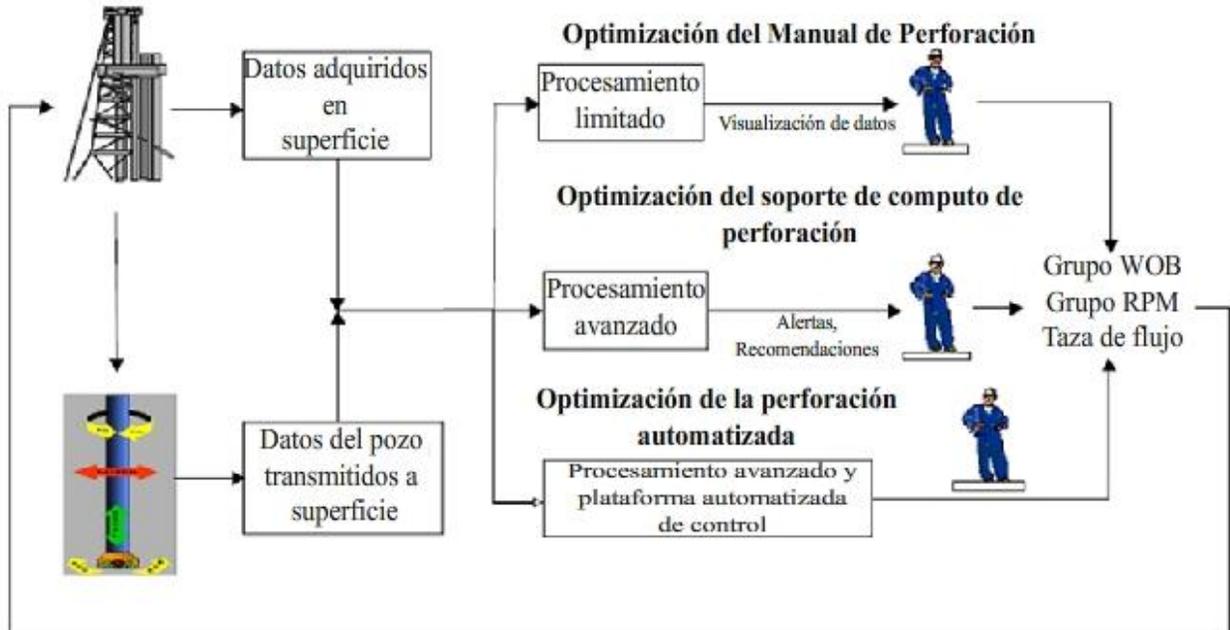


Figura III.27. Optimización de procesos de perforación en tiempo real, con diferentes aproximaciones para obtener nuevos valores de los parámetros de perforación. (Robnett, et al,2002)

Actualmente, los datos y la información de pozo y de superficie sólo se procesan hasta cierto punto para facilitar las decisiones tomadas por el equipo de perforación. En el futuro, los sistemas de procesamiento avanzado que apliquen tecnología de redes neuronales podrían ayudar a obtener recomendaciones sobre la configuración de los parámetros de perforación para optimizar el proceso de perforación y superar situaciones críticas. El perforador seguirá siendo el contacto con los controles de plataforma y puede decidir si acepta o rechaza las recomendaciones. Una vez que el equipo basado en el sistema de optimización es probado en campo, se puede establecer un vínculo directo con los controles de la plataforma. El resultado final podría ser un circuito cerrado de perforación automático desarrollado eficientemente para la optimización de la perforación empleando datos de superficie y de pozo del proceso de perforación. Además de que se pueden verificar a distancia, desde la oficina, gracias a los sistemas de comunicación.

CAPÍTULO IV. REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN

IV.1 INTRODUCCIÓN

Desde la introducción de los Registros Durante la Perforación (LWD) en 1989, se han empleado en más de 400 pozos en todo el mundo y han impulsado dicha tecnología a través de una primera etapa de maduración. Las herramientas han mejorado, los métodos de interpretación pueden evaluar problemas más complejos y los desafíos presentados por pozos muy desviados u horizontales están siendo superados. Desde 1989, los gastos hechos por todos los servicios de mediciones durante la perforación (MWD) se han duplicado, de cerca de \$250 millones de dólares en 1989 a \$520 millones de dólares en 1992.

Las herramientas MWD o Mediciones Durante la Perforación, fueron las primeras herramientas desarrolladas que permitieron a los operadores leer datos de pozo sin tener que sacarlas del mismo. Al principio, fueron usadas exclusivamente para fines de direccionamiento. Por lo cual normalmente se refiere a las herramientas MWD como herramientas de direccionamiento y de transmisión de datos, para optimizar la perforación, y las herramientas LWD son usadas en la correlación y evaluación de las formaciones.

Cuando se introdujeron las herramientas LWD, los operadores no vieron los LWD como un reemplazo de las herramientas *Wireline* (a través de cable) y lo emplearon como una opción para evaluar la formación, sólo como un “último recurso”. Si bien se ha utilizado más y más como el medio principal para la evaluación de la formación el prejuicio aún persiste para muchos. Las principales aplicaciones de LWD citadas en algunos artículos son:

- ✦ Se asegura el registro, en el caso de que no sea posible correrlo por medio de cable.
- ✦ Se registra antes de la invasión.
- ✦ Geonavegación (*geosteering*) y mejora de la eficiencia en la perforación.
- ✦ La tasa de captura se extiende, ahorrando en pozo las tuberías de perforación para asistir el registro y plataformas con altas tasas de propagación.
- ✦ Comparación de registros en corridas múltiples.

Incluso, en el caso de estas aplicaciones específicas, la información que es utilizada para la evaluación de la formación, llega de forma casi exclusiva de los registros en modo de grabado (RM), que son generados después que la herramienta es sacada del pozo y la información es descargada y procesada.



Una de las razones por las cuales los LWD no se ha utilizado como un reemplazo, es debido a que este se lee diferente a un registro *wireline*. Las mediciones son fundamentalmente diferentes, no sólo por la diferencia en los sensores que toman las mediciones, sino porque el pozo cambia por sí mismo a cada momento. Al principio, estas diferencias no se entendieron de forma universal y se explicaron de forma errónea. Ocasionalmente, las compañías de LWD fueron culpables de vender su propia visión en relación con las capacidades de la herramienta y no las que eran necesarias para trabajar en un pozo determinado. Los instrumentos LWD acústicos, fueron las últimas víctimas de este proceso. Cambios importantes en el hardware, mejor planificación del trabajo, procedimientos de campo y esfuerzos por mantenerse, ocurrieron en los últimos años, y han permitido que esta tecnología haya alcanzado los potenciales previstos. Para algunos clientes que han usado esta herramienta sin éxito, estos esfuerzos pueden parecer inútiles, y tomará muchos años para que ellos estén dispuestos a arriesgarse de nuevo con su uso.

Las correcciones ambientales también han jugado un papel importante en la creación del “estigma” LWD, presente en la industria hoy en día. Bajo ciertas condiciones, diferentes herramientas pueden proporcionar respuestas muy diferentes antes de realizar las correcciones ambientales. Las herramientas son diseñadas sabiendo que la variación en el ambiente del pozo, pueden afectar las mediciones y son caracterizadas para eliminar estos efectos; sin embargo, estas correcciones pueden ser aplicadas incorrectamente o bien no aplicarse a todo el pozo, esto puede ser particularmente difícil cuando el ambiente dentro de pozo cambia dramáticamente, desde el principio hasta el final del pozo.

Los pozos rugosos, deslavados y en espiral, también tienen un gran impacto en las mediciones de pozo. Una mala calidad del pozo, lleva a variaciones y algunas veces tamaños ampliados del pozo, pueden tener un efecto devastador en las lecturas, ya que la corrección del tamaño del pozo es la mayor de las correcciones ambientales realizadas. El LWD deduce una lectura de caliper basada en señales y no en mediciones físicas, que son afectadas por la densidad del lodo y la distancia.

Además, los efectos de la invasión han sido bien documentados y han modificado significativamente el pozo y la formación que lo rodea, desde el momento que el pozo es perforado por primera vez hasta que el enjarre y la invasión (*skin*)⁷ están totalmente estabilizados. El ambiente de medición de la herramienta LWD puede ser muy diferente al ambiente de medición del *Wireline*.

Finalmente, los retrasos en la recuperación y procesamiento de los datos, puede tomar tiempo. Cuando los datos no están disponibles, suceden otras cosas en plataforma que pueden distraer y evitar que se termine el procesamiento o evaluación. Para complicar más la situación, la

⁷ *Skin*: el área dañada de la formación debido a la invasión de lodo.

entrega de datos se retrasa aún más, ya que las herramientas deben ser enviadas a la base para extraer los datos RM. Si existe incertidumbre en la disponibilidad de los datos o en la calidad, los registros *wireline* tienen que seguir siendo una contingencia. En secciones críticas si existe algún retraso o duda acerca de los datos LWD, se tiene que empezar a correr un registro a través de cable (*wireline*) antes de obtener los datos LWD RM. Entonces, el cliente evalúa los registros *wireline*; la actitud del operador es que evaluar los registros LWD es redundante, y por qué perder el tiempo en evaluar otro conjunto de registros. Por lo cual es necesario incrementar la calidad de los registros LWD, para que puedan convertirse en un reemplazo de la tecnología a través de cable.

IV.2 ANTECEDENTES

Impulsada a mantener el ritmo de una economía cambiante y de las rápidas y constantes innovaciones que se observan en el campo de la perforación de pozos, la tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en Inglés) ha madurado a su tercera generación en tan sólo una década. Las primeras herramientas, introducidas a finales de la década de 1980, proporcionaban mediciones direccionales y registros para una evaluación básica de la formación (MWD), y servían como registros de respaldo en pozos desviados y verticales. En esa época, las aplicaciones primarias eran las correlaciones estratigráficas y estructurales entre pozos cercanos y la evaluación básica de la formación. La adquisición de registros durante la perforación aseguraba la obtención de datos básicos necesarios para determinar la productividad y comerciabilidad del pozo, así como también para mitigar el riesgo de la perforación.

A medida que una creciente cantidad de yacimientos se explotaban con éxito, la industria de exploración y producción (E&P) comenzó a desarrollar yacimientos más complejos y marginales—más pequeños, más delgados, fracturados y de baja calidad—anteriormente clasificados como pobres y, en consecuencia, quedaban sin desarrollar. Actualmente, los diseños de pozos que desafían tanto los aspectos técnicos como económicos y que eran inexistentes hacen sólo unos cinco años—situados en aguas profundas, pozos de alcance extendido, horizontales y multilaterales—, se utilizan en forma rutinaria para maximizar la producción y las reservas de los yacimientos. Para llegar a estos yacimientos de difícil acceso, más pequeños y de inferior calidad, la construcción de pozos tuvo que evolucionar de los diseños geométricos a los pozos dirigidos y con base en información geológica.

La segunda fase de desarrollo de las técnicas LWD ocurrida a mediados de la década de los 90s, reflejó esta evolución con la introducción de mediciones azimutales, imágenes del pozo, motores direccionales instrumentados y programas de simulación para lograr una colocación exacta del pozo mediante la geonavegación (*geosteering*). En un principio, el direccionamiento



en tiempo real utilizaba la velocidad (tasa) de penetración (ROP), y posteriormente la resistividad para detectar los bordes de las capas de arena y lutita.

Actualmente, los ingenieros de perforación utilizan medidas azimutales obtenidas en tiempo real que incluyen imágenes del pozo, echados, densidad de la formación y resonancia magnética nuclear; para encontrar el yacimiento y permanecer dentro de la zona de interés del mismo. Estos avances han resultado en un porcentaje mayor de pozos exitosos, en particular pozos con desviación muy marcada, de alcance extendido y horizontales.

IV.3 TECNOLOGÍA DE LAS HERRAMIENTAS DE DENSIDAD, NEUTRÓN Y RESISTIVIDAD

En la actualidad, la eficiencia de la perforación, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo son los puntos clave para disminuir los costos de exploración y desarrollo. La eficiencia de la perforación significa minimizar el tiempo perdido o improductivo al evitar problemas como las fallas en la sarta de perforación, atascamientos y pérdidas o entradas de fluidos; así como también manejar los riesgos inherentes al proceso de la perforación, tal como la inestabilidad del agujero. Se utilizan modelos mecánicos terrestres (MEM) para integrar todos los datos disponibles. Los registros geofísicos proporcionan los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así como también la información en tiempo real esencial para confirmar, o actualizar, durante la perforación las predicciones de los modelos MEM.

Las inconsistencias entre la predicción y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas. La colocación exacta del pozo significa dirigir los pozos a una posición óptima dentro del yacimiento para maximizar la producción. Al mismo tiempo, las restricciones económicas actuales relativas al alto costo de acceso a los yacimientos, con frecuencia, llevan a que un pozo tenga acceso a objetivos múltiples, comúnmente sobre largos tramos horizontales. El no corregir a tiempo las variaciones no previstas en la Geología y la estructura, tales como desplazamientos de fallas o cambios de buzamiento, pueden provocar un agujero horizontal o desviado de bajo valor.

Los datos azimutales y de inclinación en las cercanías de la barrena, especialmente las imágenes del pozo, ofrecen los mejores medios para alcanzar el objetivo deseado con menos correcciones, menor tortuosidad y una mayor parte del agujero dentro del yacimiento. Las herramientas actuales habitualmente logran una resolución en términos de profundidad vertical absoluta de menos de 2 m (6 pies) y en términos de profundidad relativa de menos de 0.35 m (1 pie). Esto permite no sólo que los pozos permanezcan dentro de zonas productivas delgadas sino que también evita colisiones con otros pozos que drenan la misma zona.

En resumen, una colocación de pozos óptima conduce a una perforación más exacta, eficiente y segura, y a un mayor número de pozos productivos, lo que genera importantes ahorros en costos. Para lograr estos objetivos, los datos deben estar disponibles y enviarse a las personas que han de tomar decisiones dentro del período apropiado para la selección de opciones operativas. El tiempo real "apropiado" puede variar de segundos a 12 horas, dependiendo del tipo de problema que se anticipa o enfrenta, así como del tiempo y la velocidad de respuesta requeridos.

Los rápidos avances en la tecnología de la comunicación, particularmente soluciones que se basan en las herramientas y el potencial de Internet, hacen posible el envío oportuno de datos hacia los equipos de evaluación de activos ubicados en cualquier parte del mundo. Los productos de LWD en tiempo real hoy en día incluyen registros optimizados de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito acústico, imágenes del agujero, buzamientos, resonancia magnética nuclear, presión anular, pérdidas de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación.

Las mediciones básicas LWD, porosidades mediante resistividad, neutrón y densidad y el factor fotoeléctrico, no han cambiado desde su introducción, pero la tecnología de la herramienta ha sido objeto de varias mejoras, esto incluye una gama de avances de ingeniería, desde el diseño del sensor más robusto hasta el montaje más seguro de conectores y circuitos integrados. Estas mejoras han dado lugar a una mayor durabilidad de la herramienta.

Debido a que las herramientas están contenidas en los tubos lastrabarrena (*drill collars*), el hardware ocupa un espacio dentro del *collar*⁸, reduciendo el área cross-seccional disponible para el flujo del lodo. Esta reducción en el área y erosión de los componentes de la herramienta por la arena y la pérdida de circulación de material, donde la media de las tasas del flujo de lodo son menores que en los *collars* planos. Sin embargo, la demanda de las mediciones LWD ha aumentado en pozos que requieren tasas de flujo mayor para una limpieza efectiva del pozo. En respuesta, la tasa de flujo de lodo máxima para una herramienta de 6 ½ in ha incrementado de 450 a 600 galones por minuto (de 28 lt/s a 38 lt/s).

Esta actualización hace que la herramienta sea más práctica en pozos donde los requerimientos de la tasa del lodo, impedían que se trabajara con ellas en el pasado. La actualización fue realizada rediseñando las partes internas de la herramienta para asignar un área cross-seccional mayor para el flujo del lodo e incrementando el diámetro de la herramienta. En 1991, el diámetro exterior de la herramienta CDR (Resistividad Dual Compensada) aumentó de 6½ y 8 in a 6¾ y 8¼ in, respectivamente. La herramienta CDN (Densidad Neutrón Compensada) de 6½ in es reemplazada por una versión de 6¾ in. La herramienta de 6¾ in permite una tasa de flujo de

⁸ **Collar**: dispositivo de acoplamiento empleado para unir dos tuberías



lodo máxima de 800 gal/min (50 lt/s); la herramienta de 8 ¼ in tiene una tasa de 1,200 gal/min (76 lt/s). (tabla IV.1)

| HERRAMIENTAS LWD | | |
|---|--|--|
| HERRAMIENTA CDR | | |
| Correlación | Mediciones/Cálculo | Herramienta OD/ Tasa de lodo in/gal/min |
| Parámetro | Resistividades Duales (R_{ps} y R_{ad}) Rayos Gamma (API totales) | <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 100px; margin: 0 auto;"></div> 6 ½ / 600 6 ¾ / 800 8 / 850 8 ¼ / 1200 9 ½ / 1400 |
| R_t R_{xo} Capas delgadas Invasión | Resistividades duales | |
| Volumen de lutitas | Espectroscopia de centelleo ⁹ de rayos gamma naturales | |
| Porosidad | Porosidad neutrón compensado Densidad gamma-gamma espectral compensada | |
| HERRAMIENTA CDN | | |
| Litología | Crossplot Densidad-Neutrón Pe | <div style="border: 1px solid black; width: 20px; height: 100px; margin: 0 auto;"></div> 6 ½ / 600 6 ¾ / 800 8 / 850 |
| Rugosidad, Detección de gas libre | Caliper Ultrasónico, para CDN de 6 ¾ y 8 in | |

Tabla IV.1. Mediciones y parámetros de formación de las herramientas CDR y CDN de *Schlumberger. (Bonner, et al, 1992)

El cambio más importante en la herramienta nuclear, es el diseño del detector. La primera generación usaba una combinación de detectores de Helio también usado en las herramientas *wireline* y detectores Geiger-Mueller. En comparación con los detectores Geiger-Mueller, los detectores de He tienen un rango dinámico más amplio y no necesitan la corrección para activaciones falsas, son menos afectados por la salinidad del pozo abierto y tienen mejores estadísticas, permitiendo una tasa de penetración (ROP) mayor, pero no se creía que fueran tan resistentes como los detectores Geiger-Mueller. Sin embargo, las experiencias en campo demostraron lo contrario y desde 1990, la herramienta CDN sólo emplea detectores de He y las herramientas más antiguas se reacondicionaron.

⁹ **Scintillation:** Es uno de los cuatro tipos de detectores empleados para recibir rayos gamma.

La herramienta CDN tiene una fuente de neutrones de $^{241}\text{Berilio}$ -Americio de 7.5 - Curie y una fuente de densidad de $^{137}\text{Cesio}$ de 1.7 - Curie, ambas conectadas a un ensamble de fuentes de recuperación. En la primera versión de la herramienta, las fuentes y la cabeza de recuperación estaban conectadas con un cable de acero flexible, pero ha sido reemplazado por una varilla de titanio flexible, dando una recuperación más fiable y una colocación más precisa de las fuentes. También se ha mejorado el blindaje del detector de densidad, que elimina la sensibilidad para detectar señales falsas provenientes del lodo.

La herramienta CDN utiliza un estabilizador con ventanas de corte en las aletas, que se encuentran en la parte delantera de la fuente de densidad y los detectores de rayos gamma (parte superior). Cuando la herramienta está en medida, las aletas eliminan el lodo de la parte frontal de los sensores, minimizando así los efectos del pozo abierto. El mecanismo de cierre se está readaptando al estabilizador para incrementar su resistencia a deslizamientos en condiciones de grandes torques y choques. Una serie de estabilizadores, incluyendo tamaños de bajo calibre, se han añadido para usarse en pozos horizontales y en pozos desviados.

Un desarrollo importante en la tecnología nuclear, fue la introducción en 1991 de las herramientas CDN de 8 in y la versión de 6 $\frac{3}{4}$. Además, son capaces de operar en pozos mayores a 12 $\frac{3}{4}$ in, la herramienta de 8 in tiene varias características que la distingue de la herramienta de 6 $\frac{1}{2}$ in. En la herramienta de 8 in, los detectores de neutrón y densidad presentan aletas de estabilización más que en el cuerpo de la herramienta, al igual que en las herramientas pequeñas. Este diseño se prefiere para herramientas más grandes, ya que los detectores localizados en el cuerpo de la herramienta se localizan demasiado lejos de la formación y por lo tanto degradan las mediciones. La herramienta de 8 in también incluye un caliper ultrasónico. La herramienta de 6 $\frac{3}{4}$ in tiene nuevas componentes electrónicas para incrementar el número de mediciones por pie por un factor de 4 y también tiene un caliper ultrasónico.

Dos sensores ultrasónicos están montados a 180° de las aletas del estabilizador. El sensor funciona en un modo pulso-eco que permite la medición directa del *standoff*, donde los ejes mayor y menor del diámetro del pozo abierto son registrados. La resolución vertical es 1 in (25 mm) y la precisión en las mediciones de diámetro es ± 0.1 in (2.5 mm). El caliper es usado para corregir las mediciones de porosidad neutrón y porosidad densidad de los efectos del pozo abierto y puede ser usado como un indicador de la estabilidad del pozo abierto, también es usado para detección de gas libre dentro del pozo, burbujas de gas o gas no disuelto, a través de una combinación de eco-señales de la placa protectora y de la formación. El eco es medido en la superficie de la herramienta. Esta es afectada por el contenido de gas en el lodo. La cantidad más pequeña de gas que se puede detectar es menor que 3 % de volumen de gas libre.

La transmisión en tiempo real de esta información puede acortar el tiempo necesitado para detectar las manifestaciones de gas durante la perforación (figura IV.1). Cuando hay burbujas de

gas presentes en el lodo, la impedancia acústica de la ventana es menor que la impedancia del lodo. Entonces gran parte de la amplitud del pulso se pierde en el eco en la interface lodo/ventana. Cuando no hay burbujas presentes, el pulso pasa a través de la ventana sin reflexión y un pulso fuerte alcanza la formación, generando un eco en la formación de amplitud mayor que en el eco en la ventana.

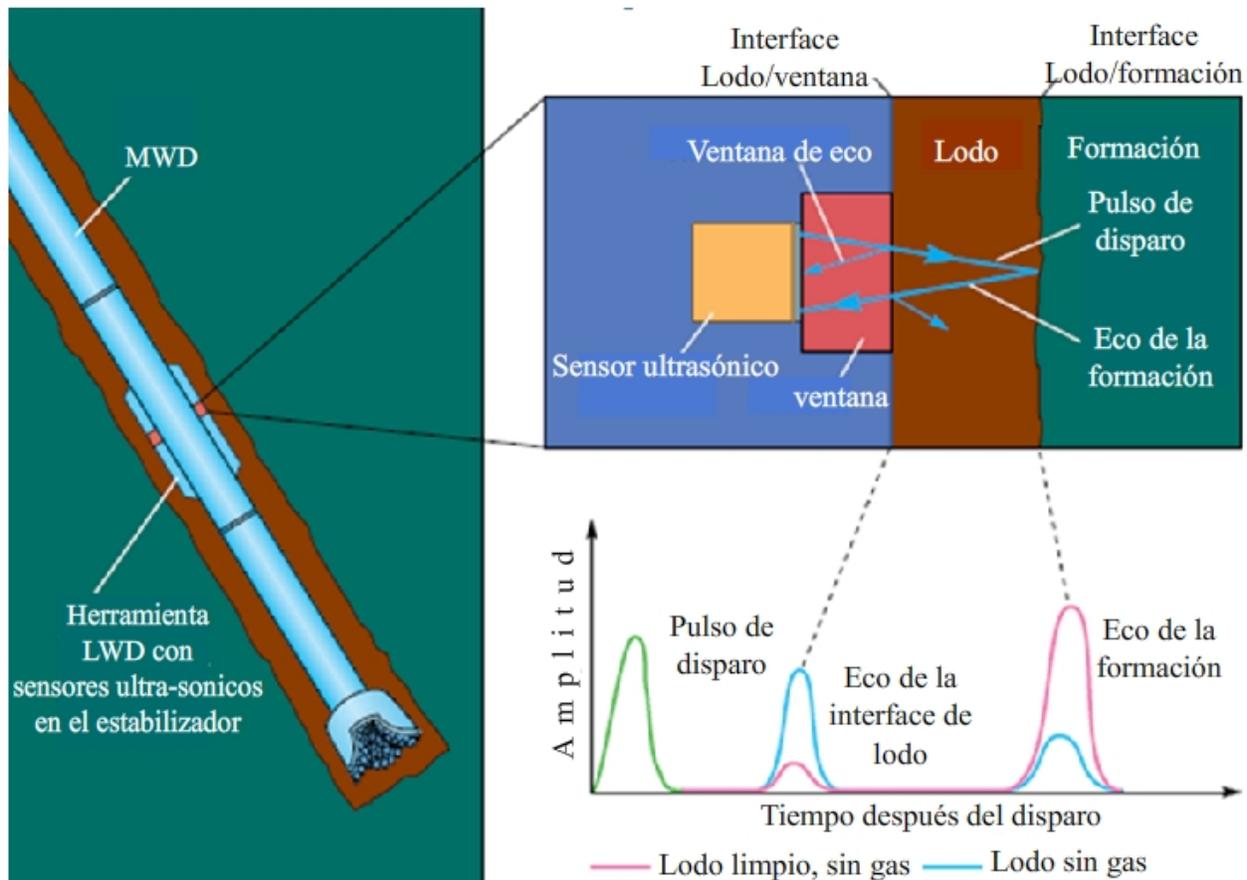


Figura IV.1. Efecto de lodo con burbujas de gas en los ecos del transductor ultrasónico (Bonner, et al, 1992)

También se han desarrollado otras herramientas de nueva tecnología LWD de rayos gamma, inducción, sónico, imágenes de pozo, resonancia magnética nuclear y espectroscopía de captura de elementos, que se utilizan en tiempo real.

La memoria de las herramientas CDN y CDR aumentó a 1 MB en 1991 y con la introducción del sistema de segunda generación de telemetría/MWD de Anadrill en 1991, se puede establecer contacto con las herramientas que están dentro del pozo. Anteriormente, la operación con la herramienta, como la tasa de muestreo de los datos, se tenía que hacer en superficie y no se podía ajustar una vez que la herramienta estaba dentro del pozo. La capacidad de mantener

contacto con el pozo permite, por ejemplo, que el operador tenga una tasa de muestreo de CDR durante la perforación y cambie la tasa salvando espacio en la memoria. La generación actual del sistema de telemetría de lodo permite una transmisión de datos mayor a 3 bits/seg.

Otro avance, es la introducción de mediciones de vibraciones y golpes dentro de pozo transmitidas a la superficie. Estas mediciones mejoran la selección del ensamble de fondo de pozo (BHA) y los parámetros de perforación, y puede aumentar la duración de las herramientas MWD/LWD. Existen muchas fallas en las herramientas MWD/LWD como resultado de grandes choques y vibraciones producidas durante la perforación. Las vibraciones laterales contienen la mayoría de la energía y producen los daños mayores a la herramienta que se emplea dentro de pozo, la sarta de perforación y las barrenas.

Comúnmente los ingenieros predicen un ambiente de perforación difícil a partir de mediciones de torque de superficie y el modelado de sargas de perforación dinámicas. Ahora el perforador puede ver el ambiente que hay dentro de pozo en tiempo real y ajustar la velocidad de la rotaria, el peso sobre la barrena y la tasa de flujo para eliminar o reducir los impactos. El ingeniero de perforación, también puede usar esta información para diseñar BHAs menos propensos a las vibraciones.

Las mediciones *Anadrill de impactos dentro de pozo, son hechas mediante un acelerómetro cercano a los componentes electrónicos de telemetría, 20 a 50 ft (6 a 15 m) sobre la barrena. En un intervalo de tiempo dado, típicamente 60 segundos, si el número de choques acumulados excede 25 g (un g, para la gravedad, es una unidad de fuerza igual a la fuerza de la gravedad ejercida sobre un cuerpo en descanso, es usada para indicar la fuerza a la que un cuerpo es sujeto cuando es acelerado) es reportado a la superficie. El valor de 25 g es considerado el límite óptimo para alertar al perforador de una posible falla mecánica.

IV.4 AVANCES EN EL PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

La mayoría de las rutinas de procesamiento de datos para los registros, fueron diseñadas para pozos con ángulos pequeños, normalmente inferiores a 40°. Las suposiciones en pozos verticales (simetría azimutal de las formaciones, no hay variaciones laterales en las propiedades de la formación y las formaciones se vuelven más antiguas y profundas cuando se mide la profundidad) cambian cuando se habla de pozos direccionales y horizontales. El creciente uso de LWD en pozos altamente desviados y horizontales ha estimulado el progreso en el procesamiento de los datos de los registros LWD.

En pozos direccionales y horizontales, el procesamiento y la interpretación de los datos es un proceso de dos etapas. El primer paso, mientras el pozo se perfora, es determinar si, cuando y donde la trayectoria del pozo entra en el objetivo geológico y si continuará en el intervalo



productor. Esto se hace monitoreando la información de la evaluación de la formación (núcleos, cortes, datos MWD y LWD) a medida que el pozo se perfora y a continuación, modificando la trayectoria según sea necesario.

El segundo paso, que se realiza una vez que el pozo es perforado, es detallar los parámetros de evaluación de la formación para la evaluación del yacimiento, terminación del pozo y desarrollo del campo. Para satisfacer estas necesidades y las necesidades de la interpretación en pozos convencionales, se han desarrollado nuevos métodos de procesamiento de LWD. Estos incluyen:

- ✦ Predicción de la resistividad CDR en pozos con grandes inclinaciones y horizontales con diferentes inclinaciones relativas entre el pozo y las capas, usando el programa *RangDB (“rang de bee”, para bases de datos de ángulos relativos).
 - ✦ Caliper fase-resistividad en tiempo real y correcciones de pozo de mediciones de fase y atenuación.
 - ✦ Corrección de las mediciones CDR por efecto de anisotropía de resistividad.
 - ✦ Corrección de las mediciones de densidad en pozos elípticos.
- ✦ **Predicción de la resistividad CDR en pozos con grandes inclinaciones y horizontales con variaciones en la inclinación relativa entre el pozo y las capas.**

Uno de los objetivos de interpretar registros CDR en pozos con grandes desviaciones, es construir un modelo de la formación que rodea el pozo. Esta interpretación debe hacerse con cuidado, porque no hay suficientes datos para desarrollar un escenario geológico único (figura IV.2).

A menudo, la respuesta CDR en un pozo horizontal puede predecirse antes de la perforación. Esto puede ser crítico para identificar las firmas del registro que muestran cuando la barrena está entrando o saliendo de un objetivo. Esta predicción de la respuesta CDR en un pozo con un buzamiento constante y relativamente inmutable es lograda usando un módulo *CDRDIP en un paquete de modelado electromagnético *ELMOD.

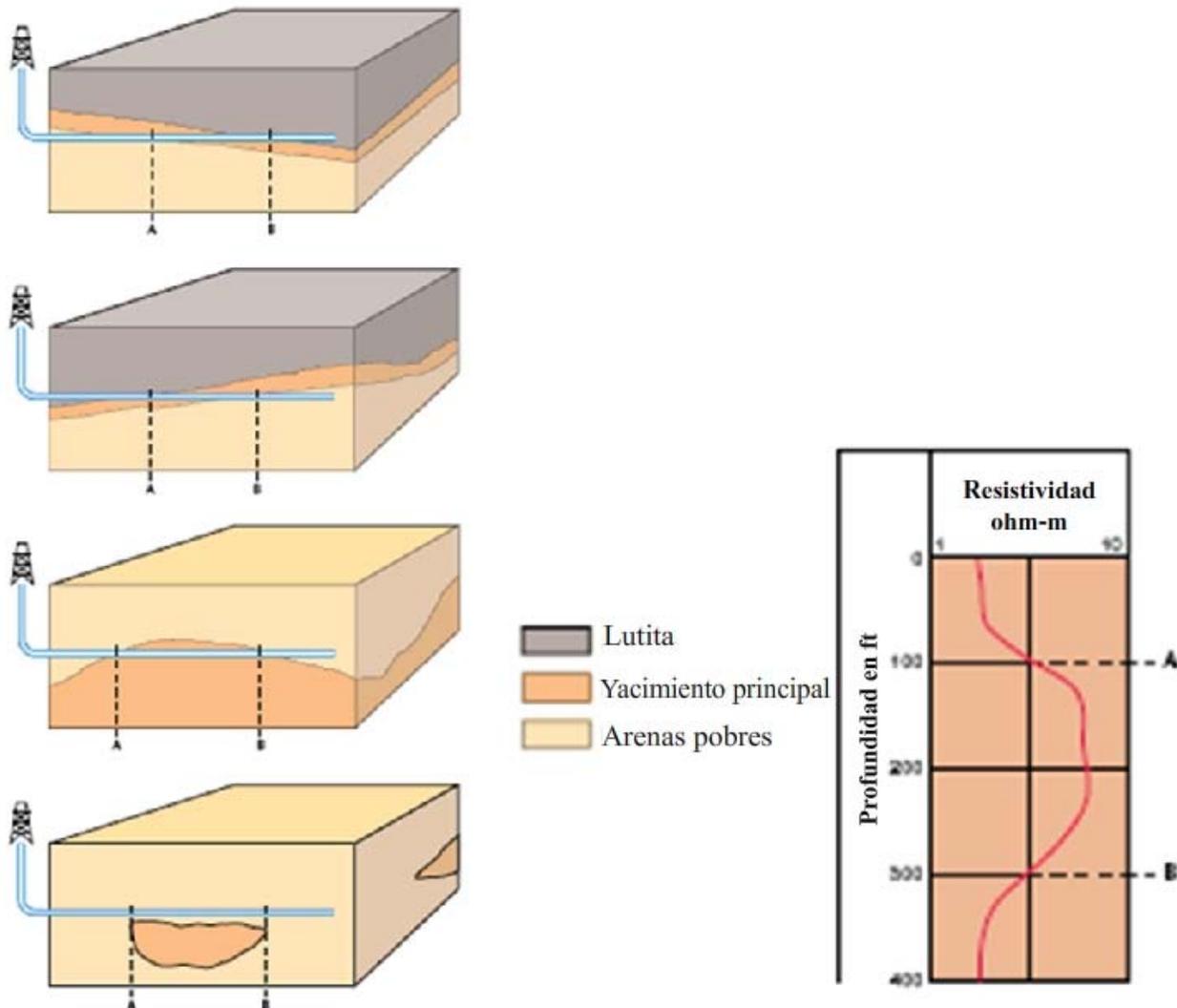


Figura IV.2. Cuatro posibles interpretaciones de una respuesta de resistividad a profundidad en un pozo horizontal. Se necesitan más datos del registro para construir el modelo geológico. (Bonner, et al, 1992)

En pozos con grandes desviaciones donde la inclinación del pozo cambia continuamente, para esto se ha desarrollado un programa de modelado de segunda generación *RangDB. Esta predicción tiene varios pasos. El primer paso, como en cualquier simulación, utiliza el conocimiento local y los datos de *offset* del pozo para proporcionar un simple modelo geológico estratificado. Este modelo es verificado usando datos *ELMOD para simular la curva de resistividad del pozo adyacente. El segundo paso utiliza este modelo como una entrada de varias series de *CDRDIP a diferentes ángulos. Estos ángulos son elegidos para representar el rango de inclinaciones que se encontrará a lo largo de la trayectoria.



Entonces *RangDB calcula los valores de resistividad de cambio de fase y resistividad de atenuación versus la profundidad vertical real (TVD) interpolado cada 1° de desviación entre las inclinaciones elegidas. Estos valores de resistividad se introducen en la base de datos, que permite una predicción rápida de la respuesta del registro de resistividad para cambios en la desviación del pozo o inclinación de la formación en cualquier punto del pozo. En particular, las predicciones de registros dan al perforador direccional información suficiente para corregir el curso de la barrena.

El programa *RangDB alienta una comunicación multidisciplinaria que requiere la cooperación de geólogos, petrofísicos y perforadores, cuando se planea un pozo direccional, porque el programa integra el plan del pozo del departamento de perforación con las inclinaciones y cimas del departamento de geología, éste se aprueba si los dos departamentos están de acuerdo.

El programa también funciona en el pozo, usando la trayectoria actual del pozo para ayudar a modificar la trayectoria en tiempo real, esto se hace determinando si la diferencia entre el registro CDR modelado y el registro CDR medido es debida a que la trayectoria del pozo no fue la que se había planeado, o la profundidad ó inclinación de la formación divergen del modelo.



Código de anisotropía de resistividad.

La anisotropía de la resistividad, que representa valores diferentes de resistividad en las direcciones vertical y horizontal, puede producir registros de resistividad con diferencias marcadas en la misma capa medida en un pozo vertical y en un pozo desviado más de 70° (ver figura IV.3).

La anisotropía de la resistividad se ve normalmente en formaciones con laminaciones menores a 3 in (8 cm) de espesor, con una alternancia de altas y bajas resistividades. En dichas formaciones, las mediciones de inducción y resistividad CDR serán menores en un pozo vertical que en un pozo horizontal. Lo contrario es cierto en el caso de una medición de resistividad con un laterolog.

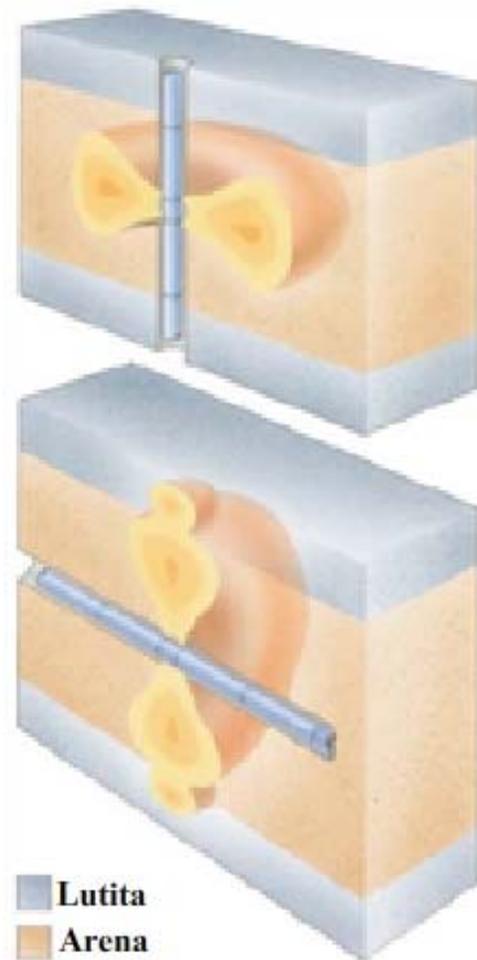


Figura IV.3. Capa con anisotropía de la resistividad. La medición de resistividad en pozos verticales, es siempre la del valor horizontal, mientras que en pozos horizontales, se tiene el efecto de las capas adyacentes. (Bonner, et al, 1992)

Correcciones ambientales

Las correcciones ambientales aplicadas a los datos LWD han evolucionado de una corrección de tamaño de pozo básica, a un conjunto completo de correcciones que se aplican en el software de campo.

Las herramientas LWD introducidas a finales de los 80's, fueron simples dispositivos de rayos gamma y resistividad. Las mediciones de rayos gamma requerían una corrección por el blindaje debido al collar, así como del lodo que lo rodea. Esta corrección asume que el diámetro del pozo que se está perforando es medido y a menudo se refiere a ella como "corrección por tamaño de la barrena". Cuando al lodo se le agregan otros sólidos, es necesario realizar otras correcciones, la presencia de Potasio y la barita en el lodo son de los ejemplos más representativos de esto.



Las mediciones de resistividad inicialmente se hicieron con el arreglo “normal corta”, que es muy básica y requiere de muy pocas correcciones ambientales. Cuando se introdujo la segunda generación de herramientas de resistividad, alrededor de 1994, se agregaron sensores para dar múltiples profundidades de investigación, leídas a diferentes frecuencias (2 MHz y 400 MHz). Las lecturas de la resistividad del lodo y el tamaño de la barrena se han usado en las correcciones de pozo aplicadas a las mediciones de resistividad. El espaciado entre transmisores y receptores también requiere de otro tipo de corrección, llamada compensación de pozo, que toma en cuenta la geometría de la herramienta, con el fin de determinar las diferencias electrónicas entre los sensores y la rugosidad del pozo.

Las mediciones nucleares LWD representan desafíos diferentes en términos de las correcciones ambientales. Las mediciones de porosidad mediante neutrones se hicieron inicialmente con una fuente química de neutrones centrada en el pozo, rodeada de un fluido que absorbe los neutrones a través del espesor de las capas. Las primeras versiones de las mediciones de neutrones tienen grandes correcciones para el índice de hidrógeno en el lodo (Hm), salinidad del lodo y salinidad de la formación.

La última es la herramienta neutrón/densidad, que utiliza un único generador de pulsos de neutrones como fuente para la medición de porosidad mediante neutrones. Esta nueva fuente produce neutrones, pero demanda un nivel de energía mucho mayor que las herramientas de neutrón previas, así como un mayor volumen de neutrones, lo cual resulta en menores incertidumbres en las mediciones y mucho menos correcciones ambientales.

Las correcciones de densidad siguen utilizando la metodología de “columna y costillas” según las ecuaciones siguientes:

$$\begin{aligned} \text{RHO}_b &= \text{RHO}_{LS} + \text{DRHO} \\ \text{DRHO} &= f (\text{RHO}_{LS} - \text{RHO}_{SS}) \end{aligned} \quad (\text{IV.1})$$

La medición de densidad mediante la última generación de herramientas, ha mejorado bastante en comparación con las generaciones anteriores, debido a la mejor determinación del *standoff* y la mejora en las estadísticas de las mediciones creada por acercar la fuente nuclear de densidad a la formación. Se usaron más de 600 puntos para desarrollar la gráfica de “columna y costillas” de esta herramienta, que es mayor a cualquier otra caracterización hecha para *Wireline* o LWD. Algunas consideraciones finales para las correcciones ambientales LWD es que las correcciones de las lecturas por sí mismas, son diferentes a las correcciones hechas en las mediciones *Wireline*.

La medición de un caliper a través de cable (*wireline*), es generalmente una medición física, con un caliper de uno o dos brazos. Las herramientas LWD infieren las lecturas del caliper a través de mediciones ultrasónicas o de densidad. Debido a que estas dos lecturas tienen limitaciones del peso del lodo, no es raro que se haga la corrección de pozo abierto basada en el tamaño de la barrena.

El peso de lodo y la temperatura están sujetos a grandes cambios debido a que estos responden al ambiente dinámico de perforación. Mientras se corre un registro a través de cable (*wireline*) el peso del lodo es bastante uniforme y la temperatura generalmente incrementa linealmente con la profundidad. El peso del lodo es extremadamente dinámico durante la perforación. Con cada lingada, el peso del lodo cambia de estático (ESD) a dinámico (ECD); el perforador puede aumentar o disminuir el peso del lodo para evitar problemas con la presión de poro y estabilidad del pozo; y cambiando las propiedades del lodo como la viscosidad puede incrementar el ECD. La temperatura está sujeta a variaciones similares. Cuando el perforador interrumpe la circulación al final de cada lingada donde la temperatura puede aumentar. En LWD la temperatura puede aumentar debido a factores de fricción generados por altas RPM en la barrena o puede llegar a una temperatura estática debido a complicaciones que impidan volver a la circulación durante un periodo de tiempo prolongado.

Corrección de pozo y caliper de resistividad

El caliper de fase es calculado a partir de las fases de una onda electromagnética de 2-MHz medida en dos receptores y del cambio de fase entre los dos receptores. La fase cruda depende en gran medida de la resistividad del lodo y el tamaño del pozo, mientras que el cambio de fase es ligeramente afectado. Dado que la conductividad del lodo es conocida, las mediciones pueden ser usadas para calcular grandes cambios en el diámetro del pozo a partir del tamaño de la barrena en lodos conductivos.

Este caliper puede ser usado para monitorear la estabilidad del pozo durante la perforación o el viaje de la barrena. El cálculo de la fase del caliper no requiere de equipo especial y no compromete las mediciones estándar de la herramienta. Sin embargo, el lodo debe ser por lo menos 1 siemens/m (S/m) (1 mho/m) más conductivo que la formación. La precisión en las medición del diámetro de pozo es $\pm \frac{1}{2}$ in (1.3 cm), la relación vertical es aproximadamente 36 in (91 cm), y éste puede trabajar en diámetros de pozo mayores a 24 in.

Debido a que el caliper de fase trabaja mejor en variaciones grandes del diámetro de pozo; éste complementa al caliper ultrasónico, que trabaja mejor donde las variaciones de pozo no son mayores a 6 in. El diámetro de pozo calculado puede ser usado para aplicar la corrección de pozo mediante dos mediciones de resistividad. Esta corrección es más necesaria en grandes pozos llenados con lodos muy conductivos.

Otro avance, consiste en corregir las mediciones CDR en pozos convencionales (desviación menor a 40°) por efectos dieléctricos. En formaciones que tienen una constante dieléctrica grande, normalmente rocas altamente resistivas y algunas lutitas, el valor R_{ad} es anormalmente alto. Una elevación significativa del R_{ad} ocurre en la mayoría de las lutitas y rocas volcánicas. El problema es evidente en lutitas gruesas donde no hay invasión y efectos de pozo,



proporcionando un valor de R_{ad} mayor a R_{ps} . Se ha desarrollado un programa para el procesamiento del registro y utiliza R_{ad} y R_{ps} para resolver la constante dieléctrica y corregir la resistividad por efectos dieléctricos.

La rutina del programa utiliza información acerca de las constantes dieléctricas tomadas de un análisis de 300 muestras de roca de todo el mundo, realizada por el centro de investigación Schlumberger-Doll en Ridgefield, Connecticut, EUA. Se compiló una base de datos, relacionando la constante dieléctrica con la conductividad en función de la frecuencia.

La base de datos proporciona una estimación de la constante dieléctrica en función de la conductividad, a una frecuencia de 2-MHz de la herramienta CDR. Un valor R_{ad} anormalmente alto resulta cuando la constante dieléctrica real es mayor que el valor estimado. El programa de procesamiento dieléctrico para herramienta CDR, calcula a partir de dos resistividades CDR registradas y una constante dieléctrica aparente, la corrección de la resistividad por efectos dieléctricos, R_{eps} , por ϵ , el símbolo de la constante dieléctrica.

IV.5 AVANCES EN LA INTERPRETACIÓN

Muchos avances en LWD se refieren a la interpretación de registros en pozos horizontales, un marco en donde LWD normalmente tiene una ventaja técnica y económica sobre las mediciones *wireline*. Una consideración en la interpretación a la cual se le está dando más importancia, con el constante aumento de pozos horizontales, es la grave segregación de fluidos en la zona invadida (figura IV.4). Una diferencia suficiente entre las densidades de los fluidos de formación y filtrados causarían filtrados en forma de lágrima, orientada hacia arriba o hacia abajo. Las herramientas de patín y mandril colocadas hacia la pared de abajo del pozo, verán una invasión diferente que aquellas que se colocan viendo hacia el lado de arriba. Este efecto asimétrico depende del momento en el que se desarrolla el perfil de invasión. Este efecto disminuye si la velocidad de penetración es considerable y si las sondas están cerca de barrena, ya que la invasión aún no se desarrolla antes de hacer la medición de la formación.

“Desde la introducción de los registros LWD, no se cuenta con la variación de la densidad asociada con la invasión en yacimientos con contenido de gas, lo que puede resultar en interpretaciones erróneas”. “Ahora mentalmente hago el modelo de lo que está pasando en la formación antes de iniciar el análisis del registro”.

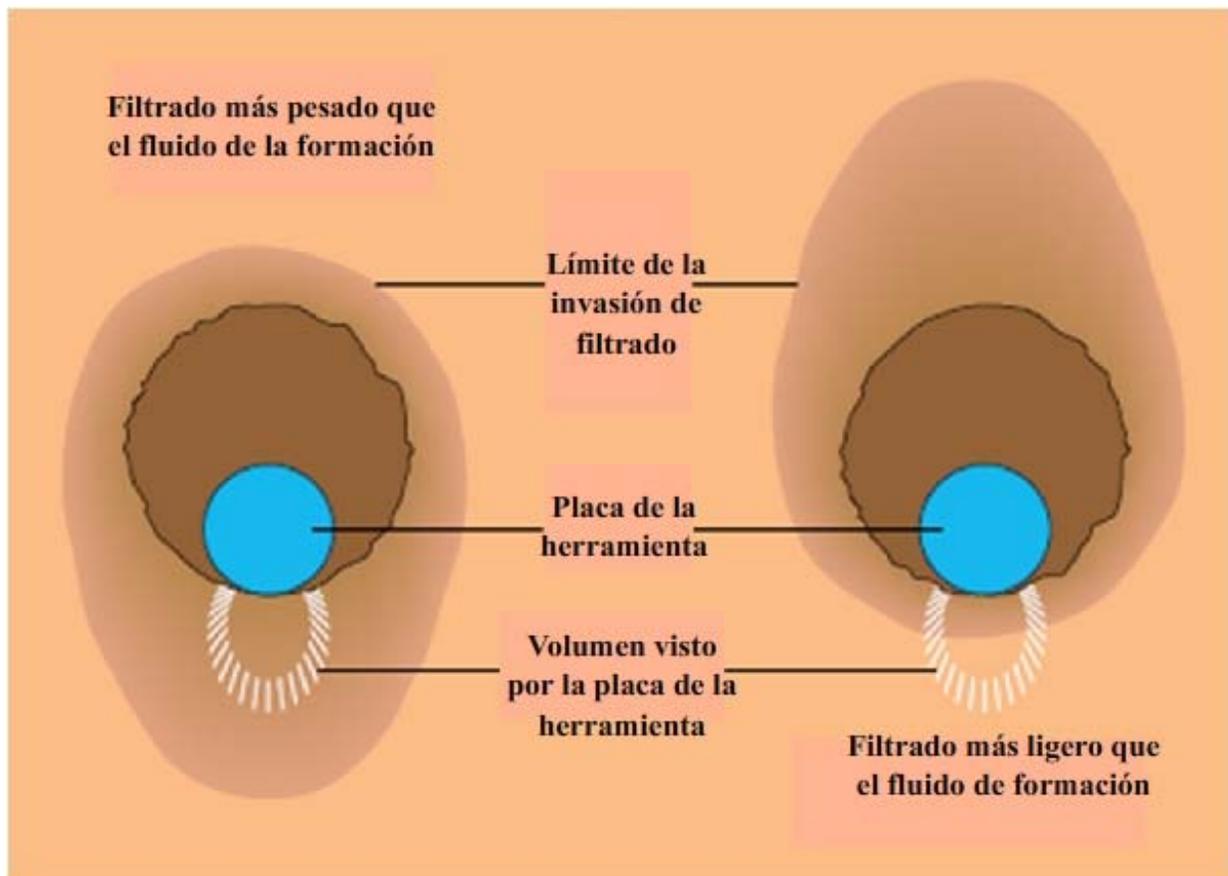


Figura IV.4. Asimetría radial en el perfil de invasión de un pozo horizontal que atraviesa una formación homogénea y permeable. (Bonner, et al, 1992)

También se han tenido avances en la interpretación de registros nucleares. Desde la introducción de LWD, en ocasiones se han observado diferencias entre los registros nucleares LWD y *wireline* realizados en el mismo pozo. Esto es debido a diferencias en como las herramientas realizan sus mediciones y cambios en las condiciones del pozo en el lapso en que se corre un registro LWD y uno *wireline*, debido al desplazamiento del fluido del yacimiento por la invasión del filtrado de lodo o por su densidad diferente, alteraciones químicas de las lutitas por el lodo de perforación e incremento en la rugosidad de la pared del pozo. Como influyen estos efectos en la elección de un registro *wireline* o CDN, se resume en la tabla siguiente (figura IV.5).



| Condición de pozo wireline | | Condición de pozo CDN | | | | | | | |
|--|--|-----------------------|-------------------------------------|---|------------------------------|---------------------------------|--|--|--|
| | | | | | | | | | |
| No rugoso y calibrado | | Excelente arreglo | Procesamiento de rotación requerida | Posible interpretación de la densidad en un lapso de tiempo | Se prefiere CDN de porosidad | Se prefiere sónico de porosidad | | | |
| No rugoso, calibrado con enjarre | | | | | | | | | |
| No rugoso y ampliado | | | | | | | | | |
| No rugoso, ampliado y con enjarre | | | | | | | | | |
| No rugoso y densidad de la formación alterados | | | | | | | | | |
| Ampliado y rugoso | | | | | | | | | |
| Ampliado, rugoso y densidad de la formación alterada | | | | | | | | | |

Figura IV.5. Comparación de cómo las condiciones de pozo afectan las mediciones de densidad con wireline y CDN. (Bonner, et al, 1992)

Para mediciones de densidad, la principal diferencia en la respuesta de las condiciones del pozo es debida a un arreglo mecánico diferente en la herramienta. Las herramientas de densidad a través de cable utilizan fuentes y detectores montados en una placa que se mantienen contra la formación, minimizando la perturbación de la señal producida por el lodo.

La herramienta CDN realiza esta medición mediante un estabilizador ajustado al tamaño del pozo. Mientras el pozo permanece en equilibrio (tamaño), el estabilizador remueve virtualmente todo el lodo del frente del sensor, permitiendo una medición flexible. El algoritmo de densidad rotacional puede corregirse por un grado pequeño de *standoff* de 1 a 2 in (3 a 5 cm), dependiendo del peso del lodo y la química del lodo. Un *standoff* mayor, supera la capacidad del algoritmo para proporcionar una corrección utilizable.

Para mediciones de neutrón, los diferentes diseños en las herramientas LWD y *wireline* también causan diferencias en como las herramientas responden a las condiciones del pozo. Las mediciones de neutrón a través de cable se realiza con un mandril¹⁰ presionado contra la pared del pozo, mientras que las mediciones CDN se hacen con una herramienta centrada en el pozo. El efecto del pozo sobre la herramienta *wireline* no es importante en comparación con el efecto del enjarre. Por el contrario, el efecto por tamaño de pozo en la herramienta CDN es mayor porque la herramienta está centrada en el pozo. En magnitud, el efecto por *standoff* en la herramienta *wireline* (si el neutrón se corriera encentrado), es comparable con el efecto de pozo en la herramienta CDN.

Charles Flaum de Schlumberger en Montrouge, Francia, estudió los registros de densidad CDN y ayudó a resolver un problema clave en las perforaciones horizontales: saber si el límite de formación se cruza desde arriba o desde abajo.

Flaum examinó la salida de densidad rotacional en un pozo horizontal, el cual entra y sale de la cima del espesor de arena. La corrección rotacional utiliza de una varianza estadística a la cual la herramienta gira en el pozo en la tasa de conteo del detector cercano. En este cálculo, una varianza estadística normalizada de 1 indica un pozo en equilibrio, asumiendo que no hay variación radial de densidad. Cuando el pozo es medido, los cambios mayores en la varianza no son producto de los cambios en el *standoff*, sino porque la herramienta cruza un límite de densidad con un ángulo muy pequeño.

Estas desviaciones pueden usarse para determinar si el pozo se está aproximando al límite de un contraste de densidades desde arriba o desde abajo. Flaum encontró que una formación suave perforada con estabilizadores de menor diámetro, la varianza puede tener un cambio positivo en ausencia de un límite de contraste de densidades. Si se aproxima a una formación densa desde abajo, la varianza puede aumentar hasta que se pasa el límite. Si se aproxima a una formación densa desde arriba, la varianza disminuye. Se observa el efecto contrario si la formación a la que se aproxima es de densidad menor. Los “cuernos” de densidad, también pueden ayudar a identificar límites entre capas que tienen contrastes de resistividad insuficientes para producir “cuernos” en el registro de resistividad.

¹⁰ **Mandrel:** mandril, polea de torno pequeño.



Estos avances en la tecnología y técnica LWD son algunas de las innovaciones que se combinan en nuevas formas con las mediciones relacionadas con la perforación que son más cuantitativas. La sinergia de las mediciones de perforación y el LWD, puede llevar a la geonavegación (*geosteering*), que ahora es una nueva técnica dentro de este ámbito. Esto llevará a la siguiente etapa, que podría llamarse geoperforación, la unión en tiempo real de datos petrofísicos y de perforación, para encontrar trayectorias más eficientes y seguras, no sólo para posicionar la barrena, sino también perforar el pozo.

IV.6 EVOLUCIÓN EN LA TRANSMISIÓN DE DATOS

A lo largo de los años el mayor obstáculo que enfrenta la aceptación de la tecnología LWD, ha sido su incapacidad para transmitir todos los datos en tiempo real. Las tasas de transmisión iniciales, empleaban el método de telemetría de lodo con un promedio inferior a 1 bit por segundo, obligando a los operadores a encontrar un balance entre una calidad aceptable del registro, por lo general referenciada en 2 puntos de datos (d-points) por pie y a la tasa de penetración. En 1991, la tasa de actualización de datos más común, empleando una telemetría continua de pulsos de lodo, en una sección de un pozo direccional, para realizar mediciones de rayos gamma, era de 54 segundos. Esto significa que con el fin de recibir 2 d-points por pie estándar para un grupo de datos que contienen solamente rayos gamma y direccionamiento básico, el perforador debe limitar la perforación a 45 ft/hr.

Como las herramientas LWD han evolucionado y se han introducido más mediciones, los operadores se vieron obligados a darle mayor importancia a la evaluación de la formación en tiempo real, resolución vertical, control direccional y optimización de las mediciones de perforación como: peso de la barrena en pozo, presión anular, temperatura anular, choques y vibraciones. Aun cuando las herramientas MWD han mejorado ofreciendo tasas de transmisión mayores, la demanda del ancho de banda creada por todas las nuevas mediciones disponibles o puede limitar la tasa de penetración ROP.

Los diferentes conjuntos de d-points son construidos e incorporados en paquetes llamados marcos. Hasta hace poco, una vez que la herramienta ha sido programada, es muy difícil o imposible realizar cambios en la selección del d-point. La introducción de una liga con el pozo (*downlinking*)¹¹, que permite la comunicación con la herramienta MWD mediante los cambios en la tasa de flujo de lodo en intervalos específicos y las mejoras a este sistema ahora permite la planificación de contingencias. Los marcos, pueden ser construidos para hacer frente a objetivos específicos dentro de cada sección del pozo. Un marco puede construirse con d-points bastante ponderados, encaminados a la navegación direccional; otro puede ser construido con una

¹¹ **Downlinking:** Término usado para: comunicarnos con la herramienta de fondo en tiempo real, enviar y recibir comandos de la herramienta en superficie.

selección de d-points muy ponderados para la optimización de la perforación y otro puede ser construido para proporcionar una resolución mayor, y así tener una evaluación de la formación más cercana al objetivo.

La compresión de los datos ha sido utilizada por las compañías como un medio para incrementar las tasas de bits efectivas, que se transmiten fuera del pozo. Estos métodos de compresión, emplean una combinación de herramientas de procesamiento dentro y fuera del pozo para controlar la cantidad y el tipo de información enviada.

Transmisión de datos

La combinación de las mejoras en la telemetría MWD y en la tecnología LWD, ahora permiten la transmisión en tiempo real de cualquier tipo de datos. Pero no todos los datos pueden ser enviados al mismo tiempo, por lo que la decisión más importante es seleccionar qué datos deben ser enviados en tiempo real y cuales hay que guardar para ser recuperados una vez que el aparejo de perforación (BHA) llega a la superficie. En el futuro a través de los sistemas *wireline* de tubería de perforación, será posible descargar la memoria de la herramienta dentro del pozo.

La selección de modo en tiempo real o memoria dentro de pozo, depende de la aplicación y puede cambiar de una sección a otra incluso en un pozo único. Mientras los datos en tiempo real ayudan con las decisiones de la perforación, la mayoría de los datos son enviados a superficie, si disminuye la tasa de transmisión de cada medición, entonces disminuye la resolución. Un buen equilibrio entre los modos de grabado y tiempo real consiste en determinar no sólo que datos son necesarios y cuando, sino también que calidad de datos es necesaria. El objetivo es obtener los datos correctos en el momento adecuado.

Usar únicamente el modo de grabado, es común en la evaluación de la formación para la caracterización de yacimientos en pozos en desarrollo. Los datos en tiempo real son usados principalmente para las decisiones de administración del pozo, por ejemplo si se va a correr un registro *wireline*, y de ser así, que registros serán, donde nuclear y establecer el ademado, y cuando taponar el pozo para ajustar su trayectoria o el peso del lodo, llevar la perforación a zonas más profundas; o bien, detener la perforación.

Una suite en tiempo real típica consta de levantamientos direccionales, mediciones de resistividad (resistividad de atenuación profunda, R_{ad} - y resistividad de cambio de fase somera, R_{ps}), rayos gamma, densidad de espaciado corto y largo, porosidad neutrón, el torque de pozo y el peso sobre la barrena en pozo. La mayoría de estos datos son actualizados cada 26.5 segundos, equivalente a una tasa de muestreo de 6 in (15 cm) a una ROP de 70 ft/hr (21 m/hr).



En la práctica al doblar la ROP, 140 ft/hr (43 m/hr) nos da un muestreo de 12 in (30 cm), suficiente para evaluar la mayoría de la formación en tiempo real.

*Amoco en el, Reino Unido, basa esta selección de datos grabados vs. tiempo real, comparando el costo y la calidad de los datos. En pozos de exploración, la compañía normalmente transmite el registro CDR en tiempo real para mejorar la eficiencia de la perforación. En pozos en desarrollo, la compañía normalmente adquiere los registros LWD sólo en modo de grabado. Esto reduce el costo del registro, ya que no se tiene que correr una herramienta MWD para obtener datos de dirección e inclinación.

IV.7 CAMBIO EN AMBIENTE DEL POZO

Otro factor responsable de las diferencias entre las mediciones con *wireline* y las mediciones LWD, es el hecho de que éstas no necesariamente miden la misma cosa. De hecho, la formación está cambiando desde el momento en que el pozo es cortado por primera vez, hasta que el pozo es abandonado. Estos cambios son debidos a los cambios dinámicos que hay en cada fase del pozo: perforación, evaluación (pruebas) y producción. Cada etapa pone a la formación en un estado de desequilibrio, que causa que el pozo y la formación respondan a estas fuerzas y trate de volver al equilibrio.

Una perforación en balance con la formación es óptima, ésta proporciona las mayores ROP en un ambiente de perforación seguro; sin embargo, una perforación perfectamente balancea es prácticamente imposible de lograr. El simple hecho de pasar de tener las bombas apagadas a encenderlas, puede incrementar la Densidad Estática Equivalente (ESD, *Equivalent Static Density*) a una Densidad de Circulación Equivalente (ECD, *Equivalent Circulating Density*) que equivale a $\frac{1}{2}$ ppg o más.

Cuando la presión anular es menor que la presión de formación, ésta se encuentra bajo balance, estar bajo balance, comúnmente resulta en una afluencia o una manifestación (*kick*) y daños ó roturas (*breakout*)¹² en el pozo. Además de poner en riesgo la sarta de perforación debido a una tubería atrapada, los derrumbes pueden afectar las mediciones cercanas al pozo, rugosidad y correcciones ambientales. El efecto de los derrumbes es acumulativo, por lo que cuando se realizan mediciones *wireline* después de la perforación, éstas medirán los cambios acumulados del pozo. Las mediciones LWD pueden realizarse en las zonas de interés del registro antes de que ocurra cualquier daño (*breakout*).

¹² **Breakout:** Quebradura, fractura. En geología y perforación significa el esfuerzo máximo en el agujero que causa que el mismo no sea uniforme y se quiebre en los lados perpendiculares a los esfuerzos (que puede ser por la formación, baja densidad del lodo, entre otros).

IV.8 EVOLUCIÓN DE LOS LWD

Hay una serie de factores que han contribuido para mejorar los registros LWD a lo largo de los años: computadoras más rápidas y con mayor capacidad, avances en la generación y detección de las señales, y sensores diseñados para detectar las vibraciones existentes dentro del pozo, por mencionar algunos, pero ha costado lograr estas mejoras.

A través de los años todas estas herramientas han tenido que pasar por lo menos una vez a una serie de rediseños, funcionalidades adicionales, incremento en la profundidad de investigación, velocidades mayores de registro e incremento en la precisión. La herramienta sónica es quizás uno de los mejores ejemplos de esto. Los registros sónicos durante la perforación (*Sonic while drilling*), al principio eran muy sencillos y con defectos, pero ahora la herramienta se ha convertido en una fuente de información de tiempo de tránsito compresional (DTc, *Compresional Delta-T*) precisa; usada para la predicción de la presión de poro y datos sísmicos sintéticos en tiempo real, así como mediciones acústicas convencionales.

La evolución de las mediciones sónicas se ha observado en el servicio brindado, al principio sólo ofrecía un modo de registro y ahora ha progresado hasta tener un verdadero DTc en tiempo real, con una calidad asegurada jamás antes vista. La práctica de colocar herramientas sónicas en el ensamble del fondo del pozo (BHA) previniendo los requisitos de programación, ha sido reemplazada con una rigurosa y proactiva planificación previa al trabajo, que incluye una revisión del BHA realizado, sub-colocación de un filtro, análisis de la vibración del BHA planeado y planes de procesamiento de contingencia, que pueden cambiarse mientras se perfora el pozo. Las mediciones de control de calidad de la perforación han avanzado de un simple DTc a valores de coherencia (STC, *Slowness Time Coherence*), en pulsos enviados a la superficie que permiten la verificación de los procesos de pozo y los valores DTc transmitidos. Estas nuevas capacidades también permiten re-etiquetar las RT DTc en superficie con la posibilidad de identificar y obtener tiempo de tránsito de ondas de corte (Delta-T Shear), si es que se pudo registrar.

Las mediciones LWD continuarán evolucionando y adaptándose más rápidamente a las diferentes capacidades mostradas en las herramientas de evaluación *wireline*. Hoy las herramientas LWD están disponibles para todas las mediciones físicas siempre y cuando sean factibles como la toma de muestras y la extracción de núcleos. La visión de un LWD como reemplazo del *wireline* ahora es una realidad para muchos pozos. También está claro que hay muchas ventajas al correr un LWD para mejorar o aumentar la ejecución e interpretación de un registro *wireline* o disminuir el tiempo de registro cuando se requieren datos físicos o complejos de pozo. La figura IV.6 muestra algunas de las opciones.

El árbol de decisiones LWD actual, amplía enormemente las opciones para realizar la correlación en tiempo real. La recopilación de información durante la perforación proporciona mayor tiempo para planear las necesidades dentro del pozo. Por ejemplo, el conocimiento de un

sobrebalance en una formación puede afectar la selección de las bombas para el muestreo a través de cable (*wireline*). Con las mediciones LWD el operador puede estar seguro de tomar los datos críticos, cuando se presentan una eventualidad, incluso si se pierde la sección de pozo los datos siguen capturados. Del mismo modo si está planeado correr un *wireline* y las condiciones del pozo, clima, o las limitaciones AFE limitan la evaluación del programa, al haber corrido un registro LWD proporciona los datos críticos.

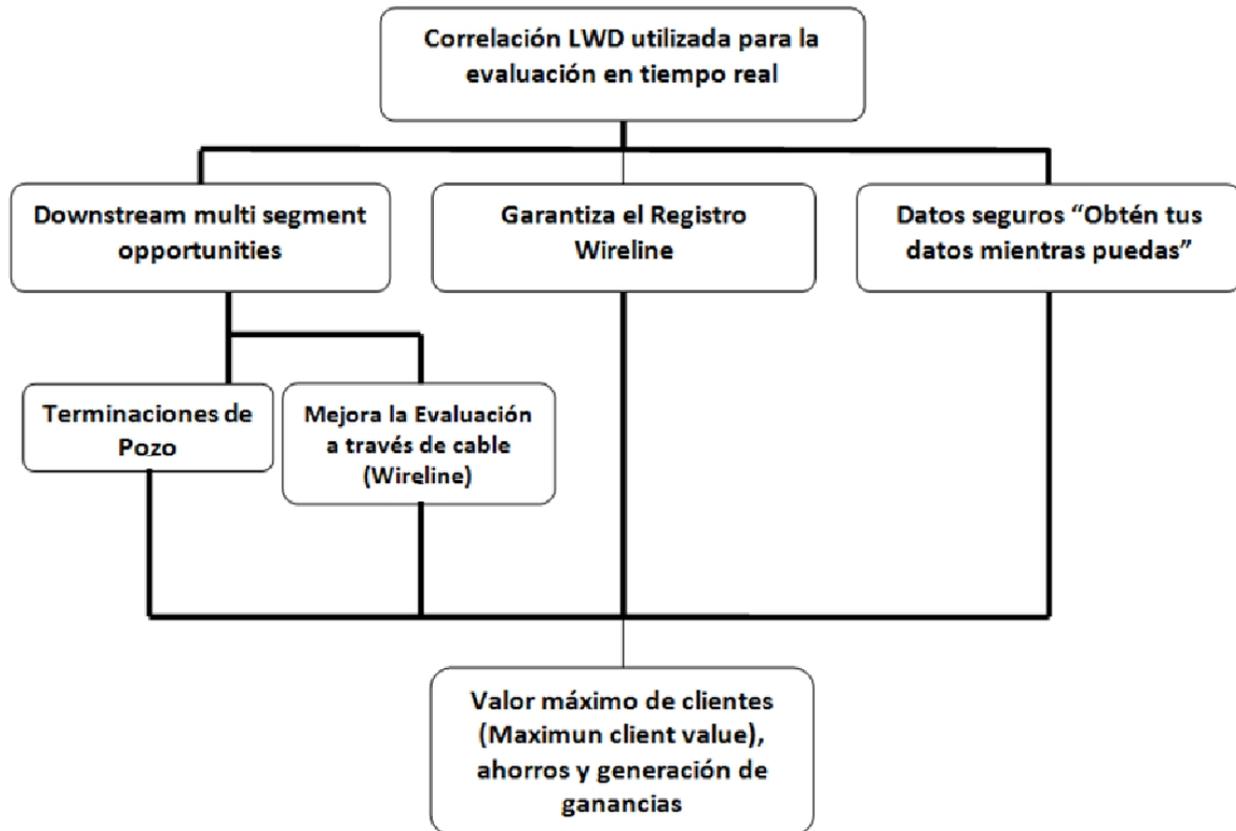


Figura IV.6. Árbol de decisiones LWD actual. (Tollefsen, et al, 2007)

La siguiente visión de las mediciones LWD debe abarcar todas las mediciones LWD y deben ser datos en tiempo real para tener decisiones en tiempo real. Esta idea es mucho mejor que la geonavegación (*geosteering*), y puede ser usada para objetivos tales como abortar la perforación porque las presiones son insuficientes, ajustar la trayectoria del pozo cuando las imágenes acimutales muestran que el pozo tiene un buzamiento contrario¹³, colocar el ademe con datos de presión de poro en tiempo real, guiar los pozos con sísmica en tiempo real, etc.

¹³ **Downdip**, buzamiento abajo: cualquier punto más abajo del extremo superior del extremo superior de una estructura.

Obstáculos restantes

Una de las consideraciones más importantes a la hora de decidir que método de evaluación de la formación se va a seguir es el costo. Debido a que el LWD no requiere de tiempo de plataforma adicional para correrse, el LWD ofrece importante recuperación de tiempo cuando éste se usa para reemplazar un *wireline*. El reemplazo de un *wireline* es significativamente más valioso si el LWD es capaz de sustituir todas las mediciones que el operador desee. Esta expectativa ha impulsado el desarrollo de una serie de nuevas herramientas y mediciones en los últimos años.

En la figura IV.7 se observa la evolución de las mediciones. El gráfico ordena la adición de mediciones de correlación básicas tales como los rayos gamma y resistividad, las mediciones acústicas y posteriormente las mediciones avanzadas de evaluación. Si un operador necesita muestras, núcleos o mediciones aún no disponibles en las herramientas LWD como son las mediciones de dipolo cruzado para anisotropía, todavía hay una fuerte necesidad de correr un *wireline*. Una vez que el operador decide correr un *wireline*, se reevalúan los aspectos económicos de correr servicios redundantes en tubería o en cable.

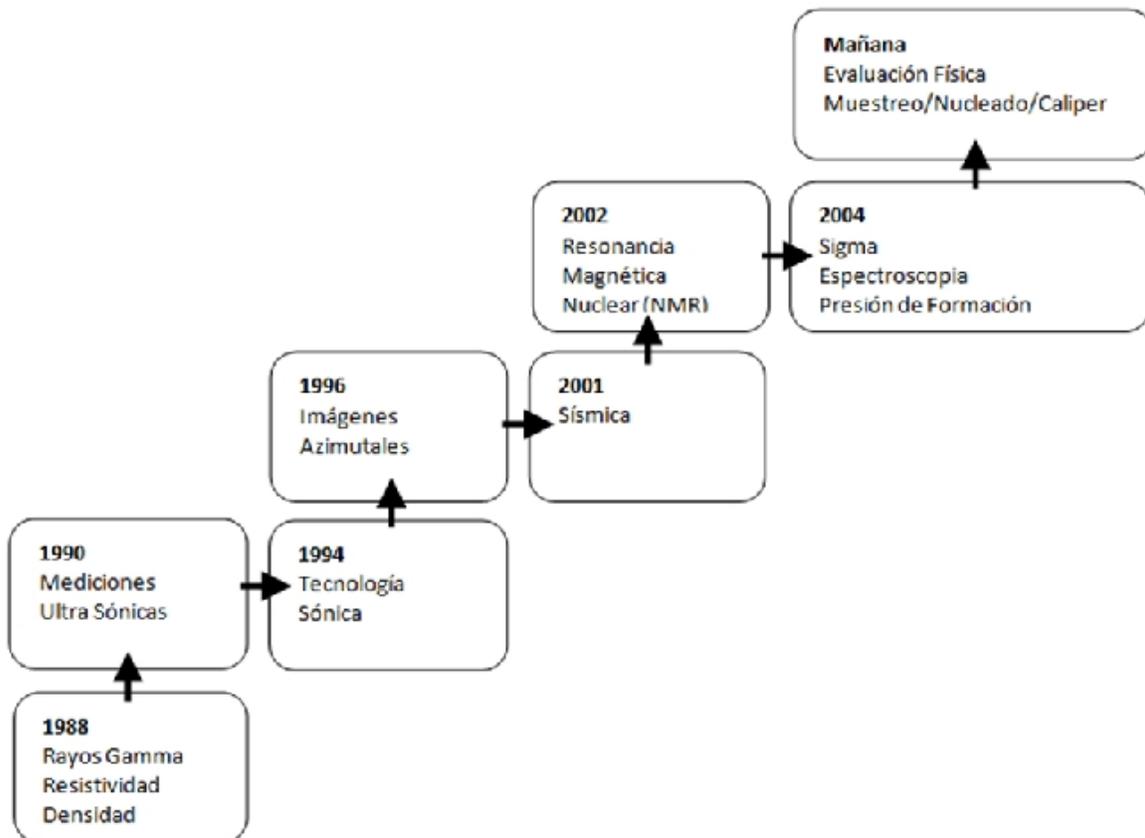


Figura IV.7. Historia de la introducción de las mediciones LWD de una compañía de servicios. (Tollefsen, et al, 2007)



Las compañías que toman registros LWD continúan con el reto de encontrar formas para superar las barreras que les impiden ser capaces de competir con los registros *wireline* en todos los niveles. Hoy en día, se están llevando a cabo pruebas para iniciar el último paso de la evaluación de la formación, a través de mediciones físicas del pozo. El mercado también está ejerciendo presión para que se avance más allá del ámbito del servicio *wireline*, incluyendo: nuevas limitaciones en choques y vibraciones, así como en los rangos de presión y temperatura, en las que el LWD pueda conducirse hacia la nueva era de perforación en ambientes más difíciles, con mayor temperatura y más profundos.

IV.9 COMPARACIÓN ENTRE LOS REGISTROS LWD Y WIRELINE

Desde que la tecnología LWD se volvió disponible, la industria ha encontrado cinco aplicaciones principales para éstas herramientas:

- ✦ Registros seguros, en el caso que el pozo se pierda, no puede correrse un registro con herramientas a través de cable (*wireline*) o se producirían registros a través de cable de mala calidad.
- ✦ Registros antes de que ocurra una invasión, que pueden revelar zonas de hidrocarburos que pueden pasarse por alto cuando se corra el *wireline*. En algunas formaciones con permeabilidades altas, el filtrado de lodo del pozo abierto desplaza el hidrocarburo de la roca cercana al pozo, haciendo que el pozo luzca como un pozo seco en el momento en que se corre un registro a través de cable. Este efecto puede ser más común en pozos horizontales que en pozos verticales ya que el pozo drenado se expone a toda la presión hidrostática del lodo durante el tiempo requerido para perforar la sección lateral.
- ✦ Geonavegación (*geosteering*) y mejora de la eficiencia de perforación.
- ✦ Ahorro de tiempo en plataforma de perforación en la configuración requerida del sistema TLC (Condiciones Difíciles de Registro, *Tough Logging Conditions*), en zonas continentales y marinas.
- ✦ Registros de corridas múltiples. Realizar registros de comparación en diferentes momentos puede ayudar a distinguir zonas productoras de agua, localizar contactos de fluidos e identificar densidades y resistividades verdaderas de la formación.

Tom Walsgrove de Amoco, Reino Unido, quién es responsable de introducir nueva tecnología a las compañías de operaciones en el Mar del Norte, ha realizado un análisis costo/beneficio, de Registros LWD vs. Registros a través de cable, que tiene una amplia aplicación. El encontró que los LWD tienen una clara ventaja de costo cuando la desviación del pozo es de 60° o más, con esta desviación las herramientas *wireline* para realizar el combo triple, requieren transportarse a través de la tubería de perforación con el sistema TLC. Pero los LWD pueden ser beneficiosos al realizar otros ajustes que son difíciles de identificar. Walsgrove ha desarrollado un criterio general para ayudarn a elegir entre *Wireline* y LWD para una evaluación de la formación básica.

Se encontró que los registros LWD son rentables cuando:

- ✦ El costo de la plataforma es elevado. Los costos altos en plataforma de perforación, son suficientes para hacer atractivos los registros LWD, esto es muy común en alta mar y donde se requiere consumo de tiempo para correr un registro TLC. La mayoría de los gastos adicionales de las operaciones TLC recaen en los costos de plataforma, que son alrededor de \$ 5,000 dólares/hora en el Mar del Norte. El uso de LWD también puede acelerar la selección de puntos de nucleado y ademado e intervalos de perforación, los cuales pueden contribuir para ahorrar tiempo en plataforma.
- ✦ Se utilizan lodos base agua. Este típicamente proporciona condiciones pobres de pozo mediante un registro *wireline* que en un lodo base aceite (OBM). Puede ser difícil tener herramientas *wireline* dentro del pozo, ya que pueden perderse o proporcionar registros malos.
- ✦ El pozo se encuentra en una zona conocida por las dificultades operativas, lutitas hinchadas (hidrófilas) o zonas de sobrepresión. Bajo estas condiciones, los LWD ofrecen la ventaja de un registro más seguro. Pero lo más importante, los datos en tiempo real pueden acelerar las decisiones sobre el control y la forma en la que el pozo debe ser perforado y terminado. Los datos en tiempo real proporcionan un medio eficaz para minimizar riesgos y reducir costos excesivos de operación en pozos exploratorios. La mayor parte de este ahorro, se relaciona con el ahorro de tiempo en plataforma.
- ✦ Cuando se necesita un acceso en tiempo real al análisis de presión de poro (en formaciones compactas) y datos petrofísicos para tomar decisiones durante la perforación y planear el programa de un registro a través de cable y una estrategia de terminación. El acceso en tiempo real a datos petrofísicos, ha traído una nueva aplicación llamada geonavegación (*geosteering*), que utiliza mediciones en tiempo real de parámetros geológicos y del yacimiento, para ayudar a dirigir la barrena en trayectorias altamente desviadas y horizontales. Estos parámetros se suman a los datos de direccionamiento



convencionales (dirección e inclinación), y datos acerca de las medidas y forma de las estructuras geológicas, tomados principalmente de perfiles sísmicos. El objetivo principal es mantener el pozo dentro de una capa en particular o mantener una distancia apropiada del límite de la capa o interface de fluido.

Cuando se introdujo la geonavegación, el registro de resistividad CDR era utilizado para detectar hidrocarburos, y el registro de rayos gamma para encontrar capas de interés. Ya que las mediciones CDR tenían mayor resolución y precisión que las mediciones de resistividad MWD normal corta típicas, las capas delgadas pueden ser identificadas más fácilmente, también es más sensible a los límites entre capas con contrastes resistivos, que se indican en pozos desviados por un pico en la curva de registro llamado cuerno (*horn*), y tienen una gran profundidad de investigación.

Aunque la resistividad sigue siendo la fuente principal de información, una gran cantidad de operadores han examinado recientemente los registros de densidad CDN para ver si pueden contribuir a la geonavegación. Sin embargo, la herramienta CDN siempre está más lejos de la barrena que las mediciones de resistividad por lo que su contribución al direccionamiento puede usarse para confirmar los registros de resistividad y rayos gamma. La suite de mediciones para la geonavegación puede ser la misma empleada para la evaluación de la formación (tabla IV.2).

La suite normalmente incluye resistividad, rayos gamma, porosidad neutrón y porosidad densidad de espaciamiento corto y largo, torque y peso sobre la barrena dentro de pozo para determinar las propiedades de la formación frente a la barrena, con la adición de la cara de la herramienta (*tool face*), o dirección e inclinación (D&I). Esto le dice al perforador la orientación del módulo (*bent housing*).

La cara de la herramienta necesita actualizar los datos a tasa muy altas, normalmente cada 10 segundos pero es conveniente que sea tan rápido como a unos cuantos segundos para un direccionamiento preciso de las barrenas de diamante compacto policristalino. Con estas barrenas, se genera un torque mas reactivo en el motor, haciendo que estas detengan su curso más rápido que las barrenas convencionales. Si se utiliza una tasa de actualización de datos para la cara de la herramienta mayor, la tasa de actualización en otros datos cae. La tasa más baja reduce resolución en los datos petrofísicos, pero no suele ser una reducción muy significativa.

| MARCO DE DATOS(DATA FRAMES) MWD/LWD | | | |
|--|---------------------------|--|--|
| Configuración Típica de la Evaluación de la Formación | | | |
| Mediciones de Pozo | Datos Transmitidos | Frecuencia de Actualización (sec) | ROP equivalente en dos puntos de datos/ft |
| MWD sync | R _{ps} | 26.5 | 68 |
| R _{ps} | R _{ad} | 26.5 | 68 |
| R _{ad} | LWD GR | 26.5 | 68 |
| LWD GR | Densidad SS | 26.5 | 68 |
| Densidad SS | Densidad LS | 26.5 | 68 |
| Densidad LS | Porosidad TN | 26.5 | 68 |
| Porosidad TN | DTRQ | 53 | 34 |
| DTRQ | DWOB | 53 | 34 |
| DWOB | VALT | 53 | 34 |
| R _{ps} | | | |
| R _{ad} | | | |
| LWD GR | | | |
| Densidad SS | | | |
| Densidad LS | | | |
| Porosidad TN | | | |
| VALT | | | |
| Configuración Típica de Geonavegación (Geosteering) | | | |
| Mediciones de Pozo | Datos Transmitidos | Frecuencia de Actualización (sec) | ROP equivalente en dos puntos de datos/ft |
| Sincronización T/F | R _{ps} | 10.6 | 170 |
| GY [T/F] | R _{ad} | 53 | 34 |
| R _{ps} | LWD GR | 53 | 34 |
| R _{ad} | Densidad SS | 53 | 34 |
| GZ [T/F] | Densidad LS | 53 | 34 |
| Densidad SS | Porosidad TN | 53 | 34 |
| Densidad LS | DTQR | 53 | 34 |
| GY [T/F] | DWOB | 53 | 34 |
| Porosidad TN | VALT | 53 | 34 |
| LWD GR | | 53 | 34 |
| GZ [T/F] | | | |
| DTQR | | | |
| DWOB | | | |
| GY [T/F] | | | |
| VALT | | | |
| GZ [T/F] | | | |

Tabla IV.2. Cuadro de datos empleados para la evaluación de la formación y geonavegación en el Mar del Norte. (Bonner, et al, 1992)



Donde: DTRQ: torque de pozo; VALT: MWD salida de voltaje de la turbina, que es proporcional al flujo de los, por lo que VALT actúa como un metro de flujo dentro del pozo; sincronización T/F: número identificado de la secuencia de mediciones que se transmite; GY y GZ (T/F) son los valores de las mediciones del acelerómetro a través de los ejes Y y Z ; la herramienta está en el eje X. GY y GZ se utilizan para calcular la orientación de los sub dobleces (bent sub) con referencia en la parte superior del pozo. La medición DWOB es el peso ejercido sobre la barrena dentro de pozo. Muchas mediciones de pozo aparecen más de una vez en la columna de la izquierda, indicando que estas son enviadas más de una vez por marco de datos.

El análisis de Walsgrove indica que las mediciones a través de cable tienen ventaja cuando:

- ✦ La equidad en las decisiones son un motivo de preocupación. Debido que las mediciones *wireline* siguen siendo una norma aceptada desde el punto de vista legal y técnico, los especialistas pueden mostrarse reuentes a usar únicamente las mediciones LWD cuando existe un posible debate de equidad. Algunos operadores ven los registros LWD como menos deseables en las decisiones de equidad, debido a la necesidad de hacerlo coincidir a profundidad con el *wireline*.

Hacer coincidir a profundidad un LWD con un *wireline* a menudo es simple, pero puede complicarse cuando la invasión o las condiciones de pozo provocan grandes diferencias entre los registros *wireline* y LWD, o cuando la profundidad del perforador varía no sistemáticamente con la profundidad del *wireline*. Esto puede ocurrir por diferentes longitudes del tramo de la tubería, compresión o porque está mal contada la tubería. La corrección por profundidad absoluta de los registros LWD, algunas veces se realiza usando un registro de rayos gamma tomado del registro de adherencia del cemento cuando se realiza el ademado, normalmente de uno a tres días después de se corre el registro LWD.

Este retraso en la corrección por profundidad absoluta no detiene las decisiones relacionadas con la perforación, basadas en la información LWD. Las profundidades relativas de ciertas características en el registro LWD son usadas para referenciar puntos de muestreo, nucleado y ademado de la formación.

- ✦ Se encuentran altas temperaturas (mayores a 320°F ó 160°C). Las herramientas a través de cable normalmente tienen una clasificación de temperatura mayor que las herramientas LWD que es limitada principalmente por el uso de baterías.
- ✦ El tamaño del pozo es muy grande. El tamaño máximo de pozo actual para una herramienta CDN es 13 ¾ in (35 cm) y para la herramienta CDR es 17 ½ in (44 cm) ó 26 in (66 cm) si el lodo es base agua dulce (1.5 ohm-m).

IV.10 APLICACIONES

Desde su origen en 1927, las herramientas de registros transmitidos a través de cable, se han establecido como las herramientas preferidas de la industria petrolera y con frecuencia como el único método de evaluación de la formación aceptado. Desde su creación hace más de 25 años, las mediciones de evaluación de la formación LWD ó Registros Durante la Perforación, se han visto muchas veces solamente como un método de correlación.

Este prejuicio es causado por una serie de factores, entre ellos el no poder considerar todos los efectos ambientales, los cambios en la formación y la evolución en las capacidades de las herramientas. Estos problemas se agravan por la baja resolución y la escases de los datos en tiempo real debido a las tasas de transmisión que son tan bajas como ½ bit por segundo (bps).

Sin embargo, durante los últimos 5 a 10 años, en la industria petrolera se han desarrollado nuevas tecnologías para medir propiedades in situ, donde los registros convencionales a través de cable flexible no se pueden correr. Los registros durante la perforación, utilizan sensores colocados justo por encima de la barrena para medir porosidad, resistividad y densidad (conocido como “combo triple”) y radiación natural de rayos gamma. Como consecuencia, los datos son registrados 4-30 minutos después de que la barrena corta la formación y se pueden medir in situ y con precisión las propiedades físicas.

El conocimiento y uso de las mediciones LWD ha tenido un gran avance desde que se introdujo por primera vez hace más de 25 años. Un registro LWD ya no es un simple método de correlación que se adecúa a los fines de la medición. Con el fin de utilizar completamente las mediciones LWD, se debe considerar las capacidades de la herramienta, correcciones ambientales adecuadas y el estado del pozo.

Al correr un registro LWD tenemos:

- ✦ Aseguramiento de los datos al capturarlos en dado caso que algo ocurra, para evitar un análisis *wireline*.
- ✦ Reducción de los costos de operación ya que se reducen los días de perforación.



- ✦ Evaluación de la formación con pequeñas alteraciones debidas a la invasión, *breakouts* o fracturas.
- ✦ Una línea base de mediciones durante la perforación para determinar si los efectos de perforación han alterado los resultados del registro después de la perforación.
- ✦ Una mejor comprensión de las propiedades de la formación antes de la evaluación a través de cable (*wireline*).
- ✦ Mediciones exclusivas que no están disponibles mediante el *wireline* después de la evaluación de la perforación. Esto incluye mediciones como lecturas acimutales, sigma de pozo abierto y fuentes disminuídas de Densidad Gamma-Neutrón (NGD).
- ✦ Geonavegación (*Geosteering*).
- ✦ Registros basados en tiempo (registros de corridas múltiples).
- ✦ Correlación.

CAPÍTULO V. VARIACIONES DE PRESIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

V.I INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de perforación de un pozo, se tienen como resultado muchos problemas en el pozo, incluyendo pérdida de circulación, entrada de fluidos a la formación, colapso del pozo, pegaduras diferenciales y poca limpieza en el pozo. Dichos eventos traen como consecuencia costosos incidentes tales como la pérdida de tiempo, la pérdida de lodo, pérdida de herramientas dentro del pozo (pescados), problemas con el control del pozo, tuberías de perforación y de revestimiento atrapadas. La mayoría de estos problemas ocurre cuando se exceden los límites de presión necesarios para una operación segura, estos límites están definidos por la presión de poro, fractura y colapso; pueden ser determinados por ciertas mediciones hechas durante la perforación del pozo (por ejemplo, evaluación leakoff¹⁴, evaluación de la formación). Si los esfuerzos que sufre el pozo durante la perforación exceden los límites de presión es muy probable que ocurran problemas en el pozo. La presión impuesta se define por el peso del lodo, cualquier presión dinámica resultante del movimiento de la tubería “subida/limpieza, rotaria” (*swab/surge, rotary*) y el movimiento de fluidos en la formación. Problemas adicionales en el pozo pueden ocurrir si las condiciones son insuficientes para eliminar del pozo los recortes de la perforación. La eliminación pobre de recortes para limpiar el pozo, normalmente resulta en tiempos excesivos de limpieza, recuperación de tubería y tuberías atrapadas.

La presión anular del pozo se está convirtiendo en una medición estándar en todos los ambientes de perforación. Cuando se monitorea en el contexto de otros parámetros de perforación y comprendiendo los principios hidráulicos fundamentales, es posible identificar condiciones indeseables durante la perforación, sugerir procedimientos de recuperación, y ayudar a prevenir problemas graves durante el desarrollo. Para pozos en los cuales sólo existe una pequeña diferencia entre el gradiente de fractura y la presión de poro, no es posible realizar la perforación sin información de la presión anular del pozo en tiempo real. De hecho, esto es particularmente cierto en el caso de pozos de largo alcance, para pozos con altas temperaturas/altas presiones (HTHP), y en ambientes de aguas profundas donde se pierden presiones debido a la fricción producida por el agua o donde existen márgenes muy estrechos de presión.

Con las mediciones de la presión anular del pozo realizadas en tiempo real, el perforador puede mantener de forma más efectiva, la densidad de circulación equivalente (ECD) y la densidad estática equivalente (ESD-cuando no hay circulación) dentro del rango deseado, con el fin de

¹⁴ *Leakoff*, prueba hecha al pozo luego de ser cementado.



evitar pérdidas de circulación y mantener la integridad del pozo. Los datos de la presión anular son usados para evaluar los efectos de la circulación, rotación de la tubería y evaluar las pruebas de integridad de la formación. Con datos precisos de pozo, el perforista puede aplicar prácticas de perforación convencionales que son más efectivas para reducir tiempo en la plataforma y también el número requerido de sartas de revestimiento.

Con el propósito de interpretar las mediciones de la presión anular es importante primero entender los principios físicos hidrodinámicos. También es de gran importancia analizar los datos de presión en el contexto de todos los parámetros de perforación tanto de pozo como de superficie. Las experiencias recientes con los datos de presión de pozo, han demostrado cómo las tendencias de ECD pueden utilizarse para anticipar problemas en la perforación, antes de que éstos se conviertan en problemas graves. Incluso teniendo la ECD dentro del rango deseado, los problemas de perforación que no se desprenden de los procedimientos convencionales se pueden anticipar.

V.2 ANTECEDENTES

La capacidad para analizar las presiones de pozo con los datos de Presión Durante la Perforación (PWD) ha demostrado ser valioso para los ingenieros en perforación. El valor de esta información no se ha aprovechado totalmente, sin embargo, al poner dicha información en manos del operador de la plataforma, éste puede actuar y tomar mediciones en tiempo real.

Las mediciones de presión de formación hechas durante el proceso de perforación, requiere una tecnología totalmente nueva. Las mediciones deben realizarse en el menor tiempo posible, con el fin de evitar pegaduras por presión diferencial.

La industria petrolera ha tenido mejoras importantes en el desarrollo de nuevas instalaciones para mejorar las operaciones de perforación y sus tecnologías. Ejemplo de ello son las evaluaciones de la formación en tiempo real, control direccional durante la perforación, y mejoras en los fluidos de perforación. En los últimos años, la necesidad de aplicar tecnologías en tiempo real para mejorar el rendimiento y, al mismo tiempo mantener la seguridad del personal y del ambiente ha aumentado las actividades de investigación relacionadas.

Las mediciones de la densidad de circulación equivalente (ECD), juegan un papel fundamental como factor de inestabilidad del agujero, afluencias, pérdida de circulación, y como un indicador de eficiencia de la limpieza del agujero. Las mediciones y análisis de las ECDs con la herramienta PWD son fundamentales para el éxito en el pozo. Una combinación de predicciones de ECD y mediciones PWD en tiempo real se usan para dar al perforador una herramienta valiosa para tomar decisiones durante la perforación

V.3 MEDICIONES DE PRESIÓN ANULAR DURANTE LA PERFORACIÓN

La mayoría de las herramientas PWD son instrumentos creados para enviar datos a la superficie por medio de telemetría de pulsos de lodo positivos que depende en gran medida del volumen de circulación del lodo. Sin bien, las herramientas normalmente pueden ser configuradas para operar en una amplia gama de rangos de circulación del lodo, éstas no pueden operar/transmitir los datos en dos diferentes gastos de flujo de perforación (ej. 800-1100 GPM) y las tasas de circulación muy pequeñas usadas para realizar una prueba de integridad de la formación FIT (10-20 GPM).

Sin embargo, las herramientas PWD, recogen y almacenan los datos en una memoria dentro del pozo, ya que las herramientas PWD colectan los datos a una mayor frecuencia/tasa de muestreo de la que pueden transmitir a la superficie en tiempo real, los datos son almacenados para su recuperación una vez que las herramientas se regresan a la superficie. Los datos son registrados con una tasa de muestreo basada en tiempo, que es programada dentro de la herramienta antes de que se realice el aparejo (BHA). La mayoría de las herramientas PWD son capaces de registrar en la memoria, datos de presión dentro del pozo durante la FIT, pero los datos sólo pueden ser recuperados/descargados después que la herramienta regresa a la superficie.

Mantener la ECD dentro de la ventana operacional de presión es una lucha constante en las operaciones HPHT en aguas profundas. Las mediciones de presión dentro del pozo a menudo son la primera indicación de la aparición de corrientes de aguas someras (SWF), incluso antes de que cualquier indicación pueda ser vista por el vehículo operado a distancia (ROV). La detección temprana usando estas mediciones puede prevenir que se produzcan daños serios. La gráfica de la presión normalmente es un incremento de la misma, cuando el pozo comienza a fluir. Entonces la presión se mantiene o decae hasta su valor original. La determinación precisa de los gradientes de fractura en secciones superficiales del pozo de pozos en aguas profundas, es fundamental para un manejo exacto de la presión. El método tradicional para la determinación del gradiente de fractura es una prueba de integridad de la formación (FIT).

V.4 APLICACIONES CONVENCIONALES

El uso principal de las mediciones de la presión del pozo es ayudar a mantener la densidad de circulación equivalente (ECD) y la densidad estática equivalente (ESD-cuando no hay circulación) entre las fracturas, la presión de poro y los gradientes estabilidad del pozo. Los datos de la presión anular también pueden ayudar a vigilar la limpieza del pozo, mejorar el desarrollo de la perforación y la realización de procesos de perforación adicionales.



✚ Corrientes en aguas someras (SWF)

El problema del flujo de agua en arenas, normalmente se encuentra a profundidades de 950-2000 ft por debajo del fondo o piso marino, pero algunos han sido encontrados a profundidades de 3500 ft por debajo del fondo marino; dichos problemas pueden dirigir a que la formación se derrumbe cuando se produce una producción de agua incontrolada. Si la afluencia de otro líquido a la formación es lo suficientemente grave, los pozos pueden perderse debido al flujo de agua continuo. Los derrumbes muy grandes, pueden socavar tuberías muy grandes que representan la mayor estructura de soporte de todo el pozo.

En muchos pozos en aguas profundas, el primer ademado o tubería de conducción comúnmente tienen 30 ó 36 pulgadas de diámetro, el siguiente tramo comúnmente tiene 24 ó 26 pulgadas y son normalmente perforados sin tubería *riser*¹⁵. En las secciones superiores del pozo, el fluido de perforación empleado y los recortes son devueltos al piso marino alrededor del cabezal del pozo en lugar de ser devueltos a la superficie.

Dado que el fluido de perforación no se recupera bajo estas condiciones, se suele utilizar agua de mar o un lodo base agua de bajo costo. Las prácticas de operación estándar en pozos en aguas profundas emplean un vehículo operado a distancia (ROV, *remote operated vehicle*) con una cámara en la línea de lodo para controlar el flujo que sale de la cabeza del pozo. En una conexión, el perforador debe mantener estacionaria la tubería de perforación y apagar las bombas por unos cuantos minutos, para permitir que las oscilaciones del fluido en el tubo se estabilicen y para observar si hay flujo en el cabezal del pozo. Tales ROVs han demostrado el tremendo poder que pueden tener en flujos de agua someros (SWF). Los tipos de SWFs incluyen fracturas, almacenamiento inducido, arenas geopresurizadas, y la transmisión de arenas geopresurizadas a través de los canales de cemento.

Los problemas debidos a los SWFs pueden ocurrir también después de que se barre para eliminar recortes, reduciendo las presiones hidrostáticas y permitiendo el flujo en la zona. En estos casos, es necesario un tipo de lodo (*kill mud*)¹⁶ para controlar el flujo; una reducción similar en las presiones hidrostáticas puede ocurrir después de correr la sarta de conducción y cementar. Las consecuencias de un SWF sin control son enumeradas por el IADC “Directrices de Control de Pozos en Aguas Profundas” como sigue:

- ✚ Diques, cráteres o hundimientos en el fondo marino.
- ✚ Pérdida de soporte del pozo y doblado de la tubería de revestimiento (*buckled casing*)¹⁷.

¹⁵ *Riser*, tubería de elevación. Tubería a través de la cual un líquido viaja hacia arriba.

¹⁶ *Kill mud*, lodo que se usa para matar una arremetida o surgencia.

¹⁷ *Buckled casing*, tubería de revestimiento ondulada/doblada (buckle es el término que se usa cuando la tubería se dobla o sufre esfuerzos durante la perforación en determinados puntos).

- ✦ Pérdida de integridad del pozo y como consecuencia problemas en el control del pozo.
- ✦ Abandono del pozo.
- ✦ Retrasos y mayores gastos.

La clave para una perforación exitosa en zonas SWF es determinar de forma precisa la presión de poro y gradientes de fractura. El uso de un peso de lodo adecuado puede minimizar almacenamientos inducidos, mientras permite un control primario del pozo. Las directrices IADC indican que es común perforar con un margen mínimos de 0.3 ppg entre el peso del lodo y el gradiente de fractura. Se destaca en éstas directrices que la determinación del gradiente de fractura es benéfico, pero no se está exento de un daño irreparable.

✦ Preocupaciones en aguas profundas

A medida que la industria petrolera avanza en aguas profundas, las operaciones en estos ambientes son tales que las manifestaciones deben mantenerse en un mínimo absoluto, cualquier cambio de presión y fluido adicional dentro del pozo se considera significativo. De hecho, se han observado casos donde la diferencia entre la ganancia y la pérdida es tan pequeña como 30 psi. Evidentemente, controlar la perforación dentro de estos márgenes es difícil y requiere estimaciones precisas de los límites superiores e inferiores de presión.

En general, los gradientes de fractura disminuyen a medida que aumenta la profundidad del tirante de agua. Los gradientes de fractura en aguas profundas son controlados por los esfuerzos de sobrecarga de las rocas y el agua de mar, aunque los esfuerzos son menores que en una localización en continente. El incremento en el tirante de agua, también reduce la diferencia en el peso del lodo requerido para balancear la presión de formación, lo cual da como resultado fallas en la formación. Este reducido margen, sólo permite una pequeña tolerancia de manifestaciones y por lo tanto, el uso de un número mayor de sargas de revestimiento. En operaciones de perforación flotantes, la parte superior del pozo adernado, debe estar en una profundidad mínima antes de que el elevador pueda conectarse y la circulación del lodo se haya iniciado. Esto es necesario para prevenir la formación de posibles fracturas debido al incremento de la presión hidrostática de la columna de lodo en la tubería de elevación (*riser*), ya que ésta se ha instalado.

Una vez que el elevador y los preventores submarinos (BOP) han sido instalados, otros factores afectan la distribución de la presión en la zapata del casing, que a menudo se supone que es la



zona más débil del pozo. La temperatura externa del agua puede afectar la densidad del fluido de perforación en la tubería de elevación, junto con los parámetros reológicos cuando el fluido es bombeado. Las temperaturas del piso marino pueden ser tan bajas como 38 °F, y cuando se combinan con las corrientes marinas puede disminuir las temperaturas del fluido de perforación a niveles significativamente inferiores a los que es posible controlar el lodo.

Un estrangulador largo, líneas de estrangular y matar (*kill lines*) y los fluidos densos contribuyen a una mayor pérdida de presión por fricción, que repercute en la presión de circulación y se vuelve necesario el “matar el pozo”, como resultado de una operación de control de pozo. De hecho, siempre son necesarios nuevos procedimientos para controlar el pozo debido a las grandes pérdidas por fricción del estrangulador o líneas de choque.

En resumen, los márgenes permitidos entre la presión de poro (o el límite inferior para la estabilidad del pozo) y el gradiente de fractura, son tales que todas las operaciones de perforación están obligadas a trabajar dentro de este margen. La presión de retorno (*back pressure*) puede resultar de una manifestación y la presión adicional que resulta del peso del lodo matador de circulación que se encuentra en el espacio anular, y de subir los estranguladores.

El modelo hidráulico y el cálculo de la tolerancia de manifestaciones debe ser lo más precisa posible al momento de la planificación de pozos en aguas profundas. Una falla al permitir la compresibilidad del sistema del lodo puede dar lugar a confusión y puede complicar el control de eventos en pozo.

Las mediciones precisas del peso estático del lodo, llamado densidad estática equivalente (ESD, *equivalent static density*) y la más importante la densidad de circulación equivalente (ECD), son las herramientas clave para detectar y monitorear las operaciones en aguas profundas y son esenciales para perforar a través de zonas SWF. Sin embargo, las mediciones directas de la presión dentro de pozo ahora están disponibles con las herramientas de presión anular durante la perforación.

Una determinación precisa de la dureza de la formación es esencial para definir el margen dentro de los límites aceptados en los que es posible realizar las operaciones de perforación. El control de la ECD ayuda a evaluar la profundidad y la gravedad del flujo de agua, así como decidir cuándo el flujo es lo suficientemente serio para detener la perforación. Los modelos hidráulicos más convencionales no consideran el efecto del regreso del lodo al piso oceánico, por lo cual no pueden predecir con precisión la ECD esperada en dichos pozos, pero, una medición directa de la presión del lodo resuelve este problema.

Optimización de los procedimientos de perforación

Muchas prácticas de perforación se han desarrollado de forma empírica; sin embargo, en la práctica es muy difícil encontrar casos similares, sólo en circunstancias extremas. Como resultado a menudo son demasiado conservadores con los altos costos de plataforma en determinados proyectos de perforación (por ejemplo, llegar a extenderse en el pozo o trabajar en aguas profundas) y como consecuencia, el ahorro de tiempo se ha vuelto todavía más importante.

La medición del desempeño del pozo tales como la presión anular, permite al ingeniero de perforación optimizar las prácticas de perforación con propiedades reales del fluido de perforación, gradientes de temperatura, perfiles de pozo y características de la formación, tales como las que se enlistan a continuación:

-  Cuando los recortes ya no llegan a las temblorinas (tamices), las mediciones de la presión anular pueden mostrar si realmente existen sólidos suspendidos dentro de la tubería de perforación, o si es seguro que viajen fuera del pozo, evitando tiempo de circulación inefectivo.
-  Rotar la barrena por unos cuantos segundos con el fin de romper el gel antes de que haya un flujo más rápido, puede reducir daños potenciales en pozo y ahorrar tiempo en la plataforma.
-  Comparar la presión interna con la presión anular puede resultar en un menor estancamiento y desgaste del motor de lodo, permitiendo una perforación direccional para evaluar la caída de presión real a través del motor de lodo de forma independiente de varios efectos anulares que puedan confundir el encendido/apagado de la técnica de presión de fondo para el funcionamiento de los motores.
-  La detección temprana de manifestaciones y un rápido cierre de pozo (cerrar el pozo y las válvulas), puede reducir los volúmenes de afluencia y reducir el tiempo requerido para controlar el pozo.
-  Ser excesivamente prudentes en el momento que aumentan o disminuyen las presiones de surgencia y pistoneo, los viajes son otro ejemplo común donde las mediciones de presión anular pueden ser usadas por el ingeniero para realizar procedimientos de viajes de tubería más rápidos y reducir tiempo en la plataforma.



- ✦ En zonas con tasas altas de penetración (ROP) sin datos de presión anular y sin el conocimiento de la eficacia con la que el con la que realmente están limpiando el pozo, es común controlar la perforación por debajo de su tasa óptima.
- ✦ Algunos perforadores insisten en rotar muy rápido la sarta de perforación en pozos desviados con el fin de sacar los recorte. Las tasas de rotación excesiva pueden resultar en pérdidas por fatiga y pérdida innecesaria de tiempo en plataforma.

Casos de pozo adicionales

Las mediciones de la presión anular se utilizan para las operaciones de perforación bajo balance, donde el ECD se mantiene en un valor menor que el de la presión de formación con el fin de prevenir la invasión y daño de la formación. También, cuando se perfora con equipo de inyección de gas, el diferencial entre las presiones MWD interna y anular, pueden ser empleadas para optimizar y reducir significativamente el costo del gas inyectado.

Cuando se comparan las mediciones realizadas con un torque de pozo y un motor rpm (que es usado para calcular los caballos de fuerza de un motor mecánico), el volúmen de circulación y la presión diferencial entre las presiones MWD interna y la anular (usadas para calcular los caballos de fuerza de un motor hidráulico), también pueden ser usadas para determinar el rendimiento del motor.

A pesar del gran número de proyectos que utilizan mediciones de presión anular dentro del pozo, aún hay muchos proyectos que podrían ser beneficiados con esta tecnología. Incluso los pozos que cuentan con herramientas de presión anular podrían extraer información muy valiosa de estos datos y mejorar la comprensión del yacimiento.

V.5 INTERPRETACIÓN DE LAS MEDICIONES DE PRESIÓN ANULAR

Con el fin de interpretar correctamente la respuesta de un sensor de presión anular de pozo, es importante, primero apreciar los principio físicos en los cuales se basa. La presión anular de pozo tiene dos componentes:

- ✦ La presión estática, debida a los gradientes de densidad de los fluidos en el espacio anular del pozo abierto, el peso del fluido que se encuentra verticalmente sobre el sensor. La densidad de la columna de lodo, incluyendo sólidos (como los recortes), la densidad

estática equivalente (ESD), y la dependencia del flujo de perforación de la presión y de la temperatura.

- ✦ La componente dinámica, relacionada con el movimiento de la tubería de perforación (limpieza y rotación), flujo del fluido de perforación que circuló a través de los sensores de presión y la pérdida acumulada de presión, requerida para mover los fluidos de perforación y recortes hechos al pozo y cualquier otra restricción (por ejemplo, recortes o hinchazón de las formaciones), cambios en la geometría del pozo y los fluidos que entran y salen con cualquier tipo de sólidos hacia afuera o dentro del pozo. Las presiones inerciales de la aceleración de la sarta a la hora de viajar, el exceso de presión para romper los geles del lodo y las pérdidas acumuladas de presión.

La ECD es definida como el peso del lodo efectivo a una profundidad determinada creada por la hidrostática total (incluyendo la presión de los recortes) y las presiones dinámicas. Comprender las diferentes respuestas de presión bajo diferentes condiciones de perforación, requiere del conocimiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, incluyendo la viscosidad, proporción y fuerza del gel, y comportamiento dinámico del flujo; si el flujo es laminar, de transición o turbulento y como estas propiedades varían con la temperatura y la compresibilidad dentro del pozo. La variación de las propiedades reológicas con el régimen del flujo y si la temperatura y la presión, afectan la presión total medida dentro del pozo.

Circulación y rotación

Los efectos de un régimen de flujo en la pérdida de presión anular de una perforación limpia (sin sólidos) cuando fluye alrededor de la barrena rotaria tienen un comportamiento particular, en tasas de flujo pequeñas el efecto de cizalla de la rotación de la tubería puede reducir la pérdida de presión anular a medida que la rotación de la tubería aumenta; en tasas de flujo grandes, la pérdida de presión anular disminuye al inicio a medida que aumentan las rpm. Entonces, a medida que la rotación de la tubería aumenta, la rotación de la tubería genera vórtices turbulentos que dan como resultado un incremento en la pérdida de presión anular. Las caídas de presión pueden variar, dependiendo del fluido de perforación empleado y las diferentes geometrías de pozo.

Conforme aumenta la circulación incrementa la pérdida de presión anular. Para una ROP constante, la masa de los recortes perforados se dispersa más en los lugares donde los volúmenes de circulación son mayores, y si la ROP y la tasa de flujo se mantienen a medida que aumentan los recortes y viajan a la superficie, éstos contribuyen a minimizar la ECD.



La limpieza en el agujero en pozos desviados introduce un efecto de modo de transporte de recortes. En volúmenes de circulación pequeños (o sin rotación), los recortes pueden permanecer en la parte de abajo del pozo y el ECD puede incrementar a medida que los recortes van restringiendo el pozo. Si el volumen de circulación (o rpm) incrementa, los recortes empiezan a rodar en el pozo (saltación) y el ECD inicialmente empezará a disminuir. Cuando el volumen de circulación (en combinación con las rpm) es suficiente para suspender los recortes, entonces la densidad de los recortes añade al peso efectivo del pozo y el ECD puede aumentar.

Muchas de las respuestas hidrodinámicas del sensor de presión de los parámetros de perforación no son fáciles de predecir. En ausencia de la predicción de los modelos, es necesario realizar procedimientos de campo para calibrar la respuesta del sensor de presión de cada una de las variables de control de perforación. De esta forma es posible discriminar la contribución que realizan los recortes al ECD y determinar si el pozo efectivamente se está limpiando.

Afluencias.

La afluencia o llegada de otro fluido dentro del pozo debido a grandes presiones de formación inesperadas, es uno de los riesgos más grandes durante la perforación. El carácter de una afluencia o entrada de otro fluido, depende principalmente de la densidad del fluido que entra, el gasto de entrada y el volumen, las propiedades de los fluidos de perforación y la geometría del pozo y de la sarta de perforación.

V.6 FORMATO ESTÁNDAR

En los datos de evaluación de la formación, tanto en LWD (*Logging While Drilling*) y *Wireline* se despliega un “Triple Combo” de registros que siempre contienen un registro de rayos gamma en el carril 1, resistividad en el carril 2 y porosidad en el track 3. La presentación de mediciones de la formación fuera del contexto de cualquiera de ellas, podría dificultar la interpretación litológica. De igual forma, es importante interpretar las mediciones de la perforación en el contexto de las otras.

Uno de los factores que actualmente le impide a la industria la interpretación de los datos de presión anular, es la variedad de formatos usados para presentar los datos. A menudo la información contextual no crítica es deficiente y la prevención de la habilidad para discriminar entre las diferentes influencias que se ejercen sobre la presión del pozo, además de determinar en qué parte del pozo se originan los diferentes síntomas de perforación.

Los datos de presión deben presentarse en el contexto de muchas variables de perforación: volumen de circulación, presión de la tubería vertical (*standpipe*)¹⁸, rpm de la sarta de perforación, velocidad del *block*, ROP, diferentes propiedades del fluido de perforación (peso, datos de Fann, fuerza del gel y la dependencia presión-temperatura), gas total, volumen de los recortes, nivel de la presa de lodo; peso de la plataforma y la historia previa de perforaciones en la región. Fuera del contexto de estos parámetros de perforación es usualmente posible hacer una evaluación simple del desarrollo del ECD, si se mantiene dentro de las restricciones prescritas relacionadas con la presión de poro, estabilidad del pozo y gradiente de fractura.

Generalmente, los problemas durante la perforación son el resultado de tasas de penetración muy lentas y como resultado los datos se comprimen en una escala a profundidad. Por lo tanto, una presentación basada en tiempo, se sitúa mejor para análisis detallados durante los intervalos de perforación problemáticos. Las presentaciones basadas en profundidad siguen siendo importantes para la evaluación de eventos de perforación en el contexto de la posición del BHA, relacionada con límites litológicos.

La tabla V.1 es un ejemplo de un formato de diagnóstico de perforación estándar que incluye parámetros de la geometría (por ejemplo, inclinación del pozo, ROP, profundidad de la barrena, etc.), peso y parámetros axiales dinámicos, torques y torques dinámicos, rotación y rotación dinámica (incluyendo el volumen de recortes), parámetros de fluido y volumen de la presa del lodo y finalmente un carril con las presiones, temperatura y mediciones hidráulicas relacionadas.

También es importante anotar en este registro otra información de perforación relacionada como el tipo de barrena, diseño del BHA, propiedades reológicas del lodo para el viaje de la tubería; además de las condiciones del BHA y de la barrena después del viaje (*tripping*). Como el desempeño de las mediciones de perforación se vuelve más familiar, de forma análoga a la litología y reconocimiento del tipo de fluido de formación a partir de las mediciones de evaluación de la formación, las características de las operaciones de perforación y eventos (por ejemplo, viajes, conexiones, limpieza pobre del pozo y pegadura de la tubería) son fáciles de reconocer con este formato de registro.

¹⁸ **Standpipe**, tubo vertical: instalado a lo largo del costado de un mástil o de una torre y que une la línea de descarga de las bombas de lodo a la manguera de perforación.



| Geometría | Peso | Tiempo | Torque | Rotación | Flujo | Presión |
|---|---|--------|--|---|--|---|
| - Profundidad de la barrena ROP -Velocidad del bloque -Caliper -Patas de perro -Inclinación -Peso de la plataforma | -Carga de gancho (<i>Hookload</i>) ¹⁹ dentro del pozo -Choque axial -Exceso de arrastre | -TVD | - Superficie dentro de pozo -Exceso de superficie - σ Superficie - σ Dentro del pozo | -RPM - σ RPM -Recortes/ Derrumbes -Choque lateral -Motor Stall | -Flujo - Δ Flujo -Gas total -Nivel de presa -Lavado -RPM del motor | -ECD/ESD - Pistoneo/surgencia -Poro/Fractura -Tubería Vertical -Temperatura anular -Peso del lodo en la ΔP del motor -Presión anular |

Tabla V.1. Formato estándar propuesto para un registro de diagnóstico de la presión. (Hutchinson et al, 1998)

V.8 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

Una prueba de integridad de la presión de formación (FIT) es una medición de la resistencia de la formación, pero en ciertas ocasiones también es usada para investigar la integridad del sellado del cemento en el revestimiento. La interpretación de la gráfica de la prueba es tan importante como la precisión del valor absoluto que es obtenido. Una interpretación incorrecta de la FIT puede dar como resultado problemas serios. Las irregularidades en la forma de las gráficas no necesariamente indican problemas, pues puede ser una consecuencia natural de las características de la formación.

En general, las pruebas de presión se llevan a cabo cerrando el pozo en la superficie o en el fondo del pozo en la válvula de seguridad (BOP, *blowout preventer*)²⁰, después de la perforación de la tubería de revestimiento y un bombeo lento del fluido de perforación en el pozo con una tasa constante (típicamente 0.25-0.5 bbl/min) causa que la presión se incremente en todo el sistema hidráulico (incluyendo la compresibilidad del fluido), hasta que la presión en la tubería vertical indica que la formación está empezando a ceder. Esto es especialmente crítico para una estimación precisa de una FIT somera, minimizar las pérdidas y permitir al ademado de superficie tener una profundidad suficiente para que así, se pueda alcanzar una profundidad total con el tamaño correcto del ademado.

Un esquema típico de una prueba de goteo "*leak-off*" (LOT) o pruebas de integridad de la formación se muestra en la figura V.1, para un pozo que tiene expuesta una pequeña sección de pozo abierto. Hay un incremento de presión constante en el bombeo del fluido de perforación,

¹⁹ *Hookload*, carga del gancho. Capacidad del equipo, carga nominal de arreglo o portátil del malacate y mástil.

²⁰ *Blowout preventer*, preventor, impedirreventones, válvula de seguridad, válvula de emergencia, armadura de seguridad: válvula que cierra el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y la que sirve de vástago a la barrena.

entonces la primera parte de la prueba cae sobre la línea recta. La línea recta continúa hasta el punto donde los puntos de la formación empiezan a separarse. La presión en este punto se denomina tradicionalmente como presión "leak off" y se utiliza para calcular el gradiente de fracturas de la formación. El bombeo durante la LOT, se mantiene el tiempo suficiente para asegurar que la presión de fractura se ha alcanzado. Esta disminución en la tasa de presión es un indicador de la tasa a la cual el lodo o el filtrado de lodo se está perdiendo.

Algunas veces, el procedimiento consiste en detener el incremento de la presión antes de que se ha encontrado la presión "leak-off" real, en esos casos, en la sección del pozo planeada, un peso de lodo máximo menor que la presión de fractura esperada y las pruebas de presión sólo alcanzan este valor sin evidencia de un inicio de fractura, esto es lo que se conoce como Pruebas de Integridad de la Formación (FIT). Si el bombeo continúa más allá del punto de inicio de fractura, la formación puede colapsarse, la presión puede caer y la fractura se puede propagar.

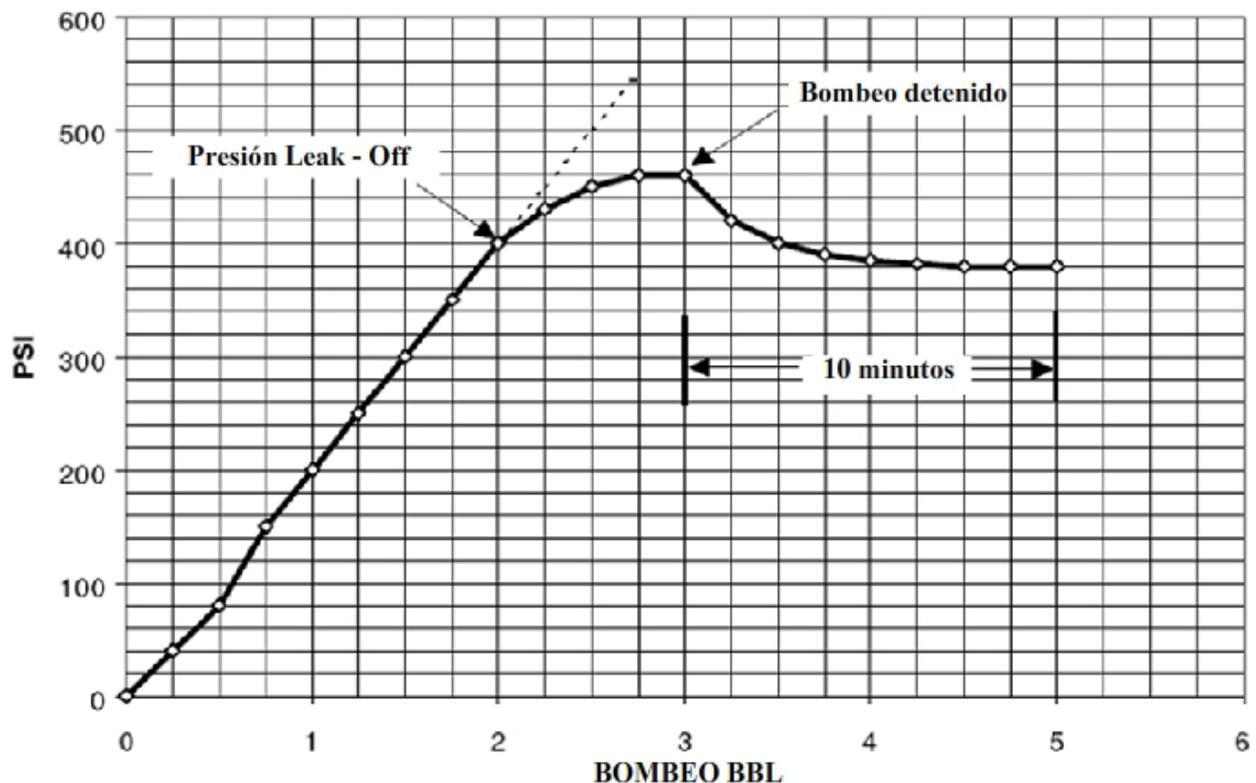


Figura V.1. Esquema de una prueba "leak-off" típica. (Rezmer-Cooper, et al, 2000)

En algunas ocasiones es difícil encontrar la presión "leak-off" a partir de la curva construida, ya que existen otros factores que pueden enmascarar la variación de presión como:



- ✦ Las variaciones en el ritmo de bombeo.
- ✦ Cambios en la fuerza de los geles del lodo.
- ✦ Aire atrapado en las líneas.
- ✦ Manómetros imprecisos.
- ✦ Contraste insuficiente entre el peso del lodo y el “leak-off”.

Es más recomendable identificar los puntos tomados: de la máxima presión lograda, o el punto de rompimiento masivo que representa el máximo ECD al que la formación está expuesta. Pueden ocurrir pérdidas menores por debajo de este límite, pero las pérdidas son mayores una vez que este valor es rebasado. El segundo valor que es recomendable identificar y que se toma inmediatamente después que las bombas han dejado de funcionar es la presión cerrada de inicio y representa la presión a la cual cualquier fractura existente puede colapsar. El ESD nunca debe exceder este valor.

V.7.1 HISTORIA DE LA RECOPIACIÓN DE DATOS FIT

Históricamente, los datos FIT han consistido de la determinación del peso estático del lodo como se mide en superficie y los datos de presión tomados en la superficie como tasas pequeñas de bombeo. El pozo acondicionado antes de ejecutar la prueba tal que la columna de fluido sea lo más homogénea posible. Los operadores diligentes normalmente miden el peso estático del lodo usando un balance del lodo presurizado para eliminar cualquier aire atrapado en el lodo. Antes de que la tecnología de la computación fuera ampliamente disponible, los datos de presión eran capturados a mano, con el supervisor de la plataforma leyendo y registrando los valores tomados con un manómetro. Debido a la importancia que tienen los datos de presión muchos operadores utilizan manómetros nuevos con una calibración de fábrica reciente y con pequeños incrementos de presión. Estos medidores se usaron normalmente para FITs y se removían para su custodia. Los datos de presión eran tomados cada $\frac{1}{4}$ bbl de fluido bombeado, o dos datos por minuto para una prueba de funcionamiento a cada $\frac{1}{2}$ bbl/min.

Con los avances tecnológicos en los sensores de presión y registros computacionales, la lectura de datos se ha hecho más fácil y más precisa. La naturaleza subjetiva de la lectura en un manómetro se ha quitado de la ecuación, aunque las comparaciones de los datos de presión tomados a mano generalmente son muy parecidas con los registros de presión digitales (figura

V.2). La ventaja principal de un registro de presión digital es el aumento de la frecuencia de muestreo de los datos. Los sensores digitales de presión comúnmente registran los datos con una frecuencia de 60 mediciones de presión-volumen/minuto vs. 1-2 datos de mediciones/minuto de mediciones hechas a mano. El avance principal del registro de datos computacionales es el incremento en la definición de la curva FIT. El mejorar la curva de definición en algunas ocasiones puede proporcionar una mejor estimación de la presión de inicio de fractura (FIP).

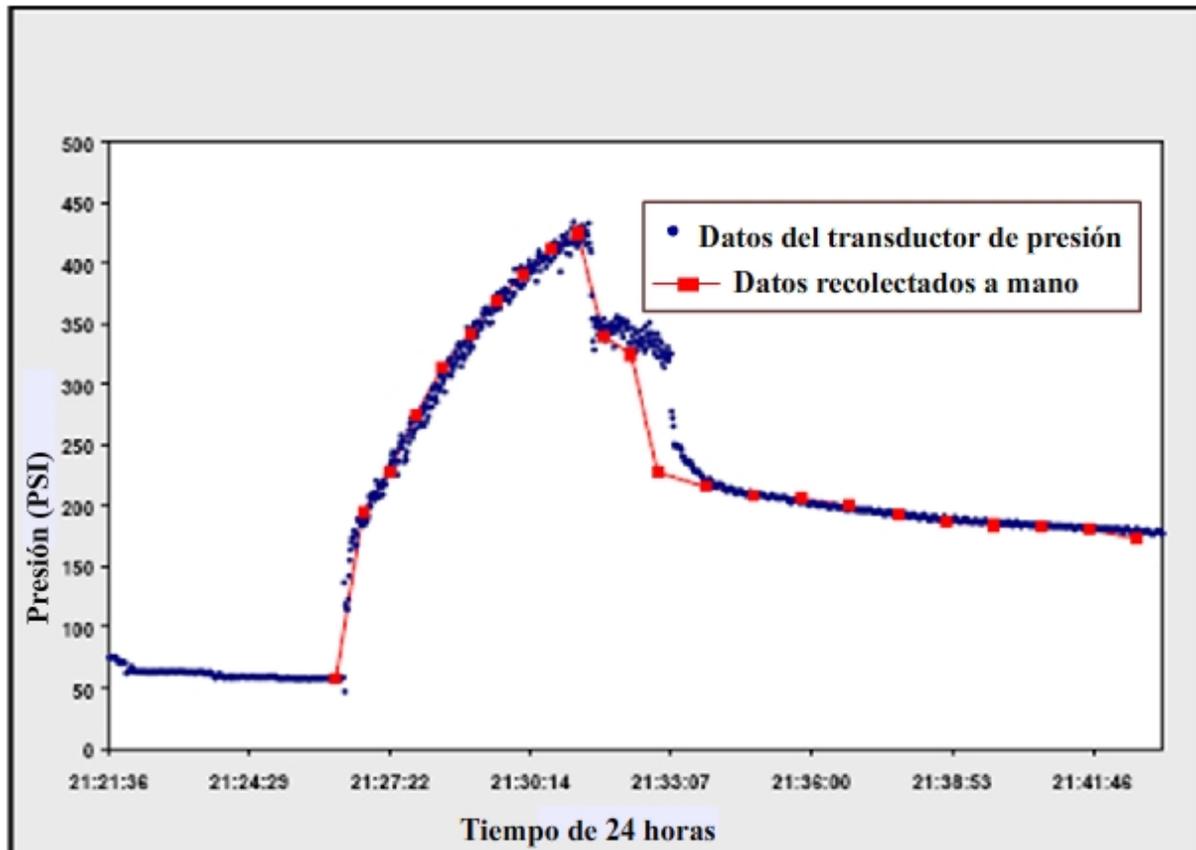


Figura V.2. Datos FIT: Tomados a Mano vs. Transductor de Presión. (Akers, et al, 2005)

V.7.2 DEFICIENCIAS EN LA RECOPIACIÓN DE DATOS

A pesar de la mejora en las prácticas y los avances tecnológicos, han ocurrido casos donde ha habido pérdidas de fluido de perforación con un PWD ECDs menor que la presión de inicio de fractura (FIP) determinada. Las limitaciones en el método histórico de ejecución y determinación de datos FIT han sido conocidas por décadas. Estas limitaciones pueden resumirse de la siguiente forma:



- a. Las mediciones de superficie del peso del lodo no es igual al peso hidrostático del lodo real en el pozo, debido a los efectos de presión y temperatura, recortes suspendidos y compresibilidad del fluido de perforación.
- b. La presión aplicada y medida en la superficie no llega a todas las partes que se encuentran por debajo de la zapata de revestimiento, donde la fractura se inicia debido a la fuerza del gel.

El ambiente de perforación en aguas profundas es especialmente susceptible a las deficiencias citadas. Las temperaturas de la línea de lodo normalmente se encuentran entre 38°-42° F (3.3°-5.5° C) y el fluido de la tubería *riser* de perforación alcanza rápidamente el equilibrio con el ambiente oceánico. Las temperaturas de la columna de lodo se encuentran entre 60°-70° F (15.5°-21.1° C). Los sedimentos jóvenes que son perforados comúnmente en pozos encontrados en aguas profundas son muy activos químicamente y los fluidos no acuosos (NAF) a menudo son los fluidos de perforación preferidos. Aunque el FIP puede ser independiente del fluido elegido (lodo base agua vs. NAF), el NAF induce fracturas propagadas cuando se aplican presiones reducidas a diferencia de un lodo base agua. El NAF tiene una compresibilidad de fluido mayor y un coeficiente de expansión termal mayor que los fluidos de perforación base agua y un ambiente frío, aumenta significativamente la viscosidad del fluido y la fuerza del gel.

Como resultado, los datos tomados en superficie pueden diferir significativamente de las condiciones de pozo reales. La FIP derivada de datos de superficie debe considerarse insignificante, en pozos con una gran ventana entre el peso del lodo y la FIT, pero se convierte en un problema más importante cuando la ventana de operación se vuelve pequeña que es común en el caso de los pozos en aguas profundas.

V.7.3 EFECTO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL LODO

Antes de que se realicen las pruebas de presión en pozo, con el fin de estimar las presiones de pozo a partir de mediciones de superficie del fluido de perforación, que comúnmente es distribuido del fondo hacia arriba como condición del lodo. Esto es para asegurar que la columna de lodo homogénea con una densidad de fluido conocida se encuentre lo más cercana posible entre la superficie y la zapata de revestimiento.

Generalmente, se asume que la densidad del fluido es equivalente a la del lodo de superficie. Sin embargo, la densidad del lodo en el espacio anular puede variar significativamente en aguas profundas, debido al perfil de presión y temperatura en el mismo. Esto se agrava con el uso de lodos sintéticos, que son altamente compresibles.

Cuando hay perforaciones en aguas profundas, el perfil de temperatura del espacio anular externo disminuye de la superficie al lecho marino. A profundidad, el agua fría puede ser menor al punto de congelamiento normal del agua. En tierra, las temperaturas externas normalmente aumentan con la profundidad de acuerdo con el gradiente geotérmico. La temperatura del agua en el piso oceánico en un pozo perforado a 5,000 ft de columna de agua puede ser fácilmente 100 °F menor que la temperatura de las rocas a una profundidad de 5,000 ft en un pozo perforado en zonas continentales.

Un perfil de temperatura externa reducido, tiene un efecto significativo en la temperatura de circulación de todo el pozo (figura V.3), y puede afectar la densidad y la viscosidad del lodo. El grado de enfriamiento es fuertemente afectado por la relación o cociente de la profundidad del tirante del agua con la profundidad del pozo; entre más profundo sea el pozo, tiene más posibilidades que el lodo se caliente antes de encontrarse con una tubería de elevación fría.

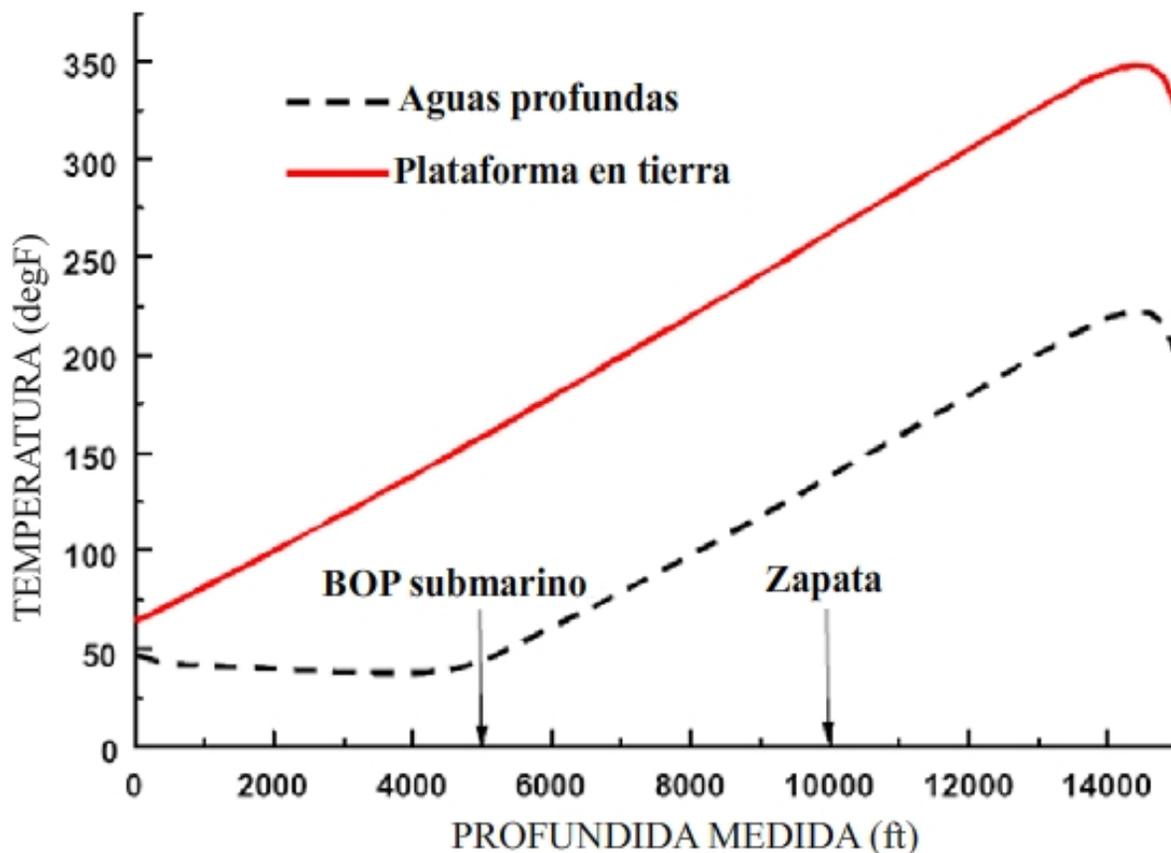


Figura V.3. Comparación entre los perfiles de temperatura del fluido de perforación al inicio de la circulación en aguas profundas (5,000 ft de profundidad de agua) y plataformas en tierra. (Akers, et al, 2005)



El lodo frío encontrado en un pozo en aguas profundas es más denso y más viscoso que el mismo lodo encontrado en un pozo en tierra. La figura V.4 compara el perfil de densidad del lodo del espacio anular para un lodo típico base agua para dos escenarios en continente y en aguas profundas. En WBM el efecto de presión es pequeño y el comportamiento es regido por la temperatura. La figura V.4 muestra que el peso del lodo nominal de 13.5 ppg varía entre 13.6 ppg y 13.3 ppg, así como la temperatura cambia a través del viaje del flujo en el caso de aguas profundas. El peso del lodo promedio es muy cercano al peso del lodo en el pozo. Sin embargo, la densidad efectiva sobre la zapata de revestimiento es considerablemente superior que la del peso del lodo nominal, debido al enfriamiento de las aguas profundas. Esto podría llevar a una estimación incorrecta de las pruebas de presión “*leak-off*”, si se asumiera una densidad del lodo uniforme equivalente a la densidad de entrada. En las plataformas en tierra, el efecto de compresibilidad/expansión es más evidente, pero el margen efectivo del gradiente de presión/fractura puede ser considerablemente más grande.

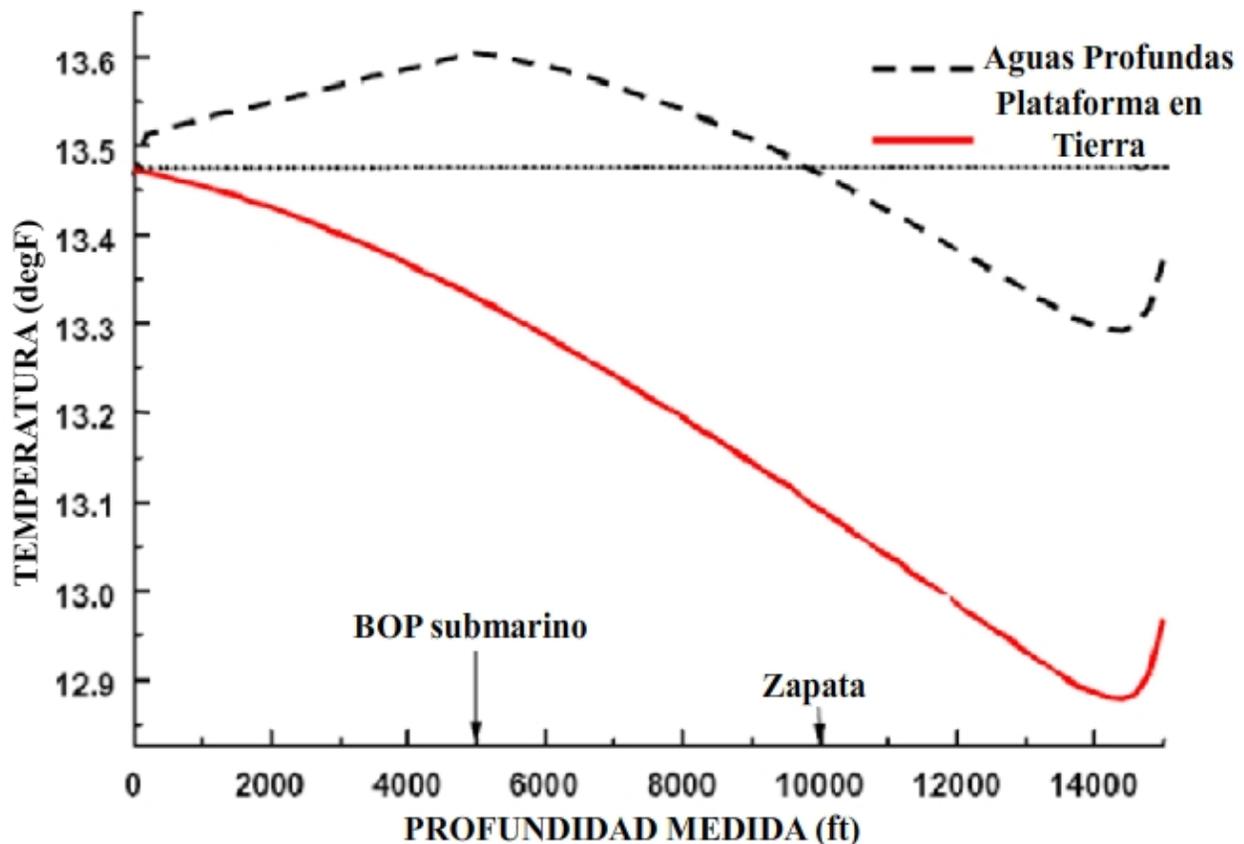


Figura V.4. Densidad del fluido de perforación correspondiente a los perfiles de temperatura dados en la fig.V.3
Peso del lodo nominal = 13.5 ppg. (Akers, et al, 2005)

De hecho, la elección del tipo de lodo se ha identificado como un elemento crucial en la precisión de la interpretación de las pruebas “*leak-off*”. Las pruebas “*leak-off*” con un lodo base aceite (OBM, *oil based mud*) o un lodo sintético (SBM, *synthetic based mud*) consiste en una operación más crítica. Si la formación se colapsa o fractura durante las pruebas con OBM, la formación no se puede sanar y recuperar la fuerza que tenía antes de la prueba, por lo que es más común realizar una LOT con un lodo base agua (WBM, *water based mud*), si es posible, y después desplazarlo con un OBM para la perforación posterior. Las pruebas de presión “*leak-off*” obtenidas con un WBM han sido mayores que las obtenidas con un OBM o SBM. Las normas establecidas en el IADC para aguas profundas nos dicen que esta diferencia puede tomar valores de hasta 0.5-0.7 ppg.

V.7.4 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN EN TIEMPO REAL

Debido a las preocupaciones causadas por las corrientes de aguas someras (SWF) en pozos en aguas profundas con márgenes estrechos de estabilidad, las diferencias de unos cuantas décimas de ppg, pueden hacer la diferencia entre que una o dos sargas de revestimiento extras sean necesarias para proteger intervalos someros. Si las mediciones de presión se toman usando la presión de la tubería vertical (*stand pipe*), se deben hacer correcciones complejas para permitir que, a partir de los efectos de presión y temperatura se pueda calcular la presión de fractura en la zapata de revestimiento. La presión dentro de pozo puede ser monitoreada de forma directa con los sensores de presión anular durante la perforación (APWD). La presión anular de pozo, medida en la zapata de revestimiento proporciona una medición directa de la presión “*leak-off*” de formación y por consiguiente, las condiciones de circulación del lodo no son requeridas, ahorrando el costo de tiempo en plataforma adicional.

Las mediciones de presión en pozo también eliminan las incertidumbres causadas por las anomalías en la fuerza de compresión del lodo, o inhomogeneidades en la columna de lodo, debidos a los efectos de presión y temperatura. Estos datos deben estar disponibles en la superficie en tiempo real para evitar fracturar la formación durante la prueba.

La telemetría de pulsos de lodo que suele usarse para comunicar los datos en tiempo real a la superficie es relativamente escasa comparada con los datos registrados en cada herramienta en el BHA (de las cuales, cada una debe tener decenas de Megabytes de memoria). El acoplador inductivo LWD permite la grabación en las herramientas para que sean descargados sin tener que jalar la herramienta a la superficie.

El ensamble del acoplador se transporta hacia abajo mediante cable y se coloca en la parte superior del BHA. Una vez asegurado, éste provee comunicación bidireccional: los datos se pueden descargar, los parámetros de registro de la herramienta pueden reprogramarse, etc. Para la



aplicación en perforaciones en aguas profundas, se le ha agregado una nueva funcionalidad: el envío de los datos grabados de presión y temperatura en tiempo real al momento en que se van adquiriendo.

Con este arreglo, el operador puede ver la presión de pozo y presión de superficie al mismo tiempo y en el orden en que se está realizando la prueba. Si no existen efectos térmicos, de compresibilidad, la tasa de aumento de presión dentro de pozo, puede ser la misma que en la superficie. El operador emplea el sensor APWD para calibrar la integridad de formación, mientras utiliza las tasas de diferencia entre la presión de superficie y presión de pozo para monitorear la compresibilidad del fluido de perforación.

La naturaleza inestable de los datos de presión de superficie puede llevar a errores en la estimación de la LOT del gradiente de fractura. Una estimación precisa del gradiente de fractura es necesaria para determinar la capacidad de la formación y del ademado para soportar la presión del fluido de perforación durante la siguiente sección de perforación. El uso de mediciones estables y precisas de la presión anular de pozo ayuda a que las perforaciones que están por hacerse sean más exactas y más seguras.

V.7.5 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR UNA FIT EN TIEMPO REAL

A continuación se describe el procedimiento para realizar una FIT:

1. Colocar el lubricante y probar las conexiones eléctricas.
2. Realizar pruebas de presión al lubricante (hasta 1500 psi) y todos los demás equipos pertinentes.
3. Disminuir la presión y transmitir al pozo.
4. Establecer el vínculo entre el pozo y la superficie.
5. Vigilar la presión de pozo para garantizar que el sensor de presión anular durante la perforación está en funcionamiento.
6. Conciliar los pesos del lodo entre las mediciones de pozo y de superficie basadas en el monitoreo anterior.
7. Detener la circulación para observar los retornos.
8. Cerrar el pozo en el espacio anular y en el aditamento con cable.
9. Empezar el bombeo a $\frac{1}{4}$ bbl/min y hasta que se midan 4000 psi en superficie o que haya una desviación en la tendencia de la línea recta.
10. Detener y comparar las presiones de superficie y de pozo sin disminuir la presión, (en la práctica, cuando la prueba se ha realizado sin fallas, no se detiene en esta etapa.)
11. Si los datos no coinciden, se intenta conciliar y se repite la prueba.
12. Si se está de acuerdo con los datos, se reanuda el bombeo a $\frac{1}{4}$ de bbl/min hasta que se alcanza el punto de la LOT por primera vez (desviación de la línea recta).

V.7.6 EJECUCIÓN DE UNA FIT MEDIANTE UNA HERRAMIENTA PWD EN POZO

Es importante hacer una revisión rápida de cómo se lleva a cabo una FIT, con el fin de comprender exactamente que está midiendo la herramienta PWD. Después de la perforación de cemento en las uniones y la zapata flotantes, se perforan 3 metros más de pozo. El nuevo pozo es perforado para exponer la formación abierta que no ha sido alterada por el fluido de perforación. El nuevo pozo y la ratonera (*rathole*)²¹ además se limpian de recortes removiendo las viscosidades muy altas y circulando lodo limpio dentro del pozo. Se continúa con la circulación, hasta que se eliminan las impurezas del pozo y la columna de lodo es lo más homogénea posible. Después de limpiar el pozo por debajo del ademado, la barrena y el ensamble del fondo del pozo son movidos hacia arriba dentro del revestimiento. La razón por la cual se coloca la barrena dentro del ademado es para evitar que se atasque la tubería si el pozo puede colapsar o si una pieza de cemento puede caer en el pozo mientras se está corriendo el FIT. La barrena puede ser jalada incluso más arriba dentro del ademado para colocar la sarta de perforación cerca de los BOP submarinos para la FIT. El punto clave de esta discusión es que con la barrena dentro del ademado, la herramienta PWD se encuentra de 10-25 m dentro del ademado, dependiendo de la configuración de ensamble del fondo del pozo y el espaciamiento de la barrena. Por lo tanto, la herramienta lee la presión anular en un punto ligeramente por encima de la zapata de revestimiento.

Haciendo caso omiso de la ubicación de la herramienta PWD en relación a la zapata, presenta diferentes grados de error en el análisis PWD FIT. La magnitud de error dependerá de la altura de la herramienta sobre la zapata, el peso del lodo en el pozo y la profundidad de la zapata.

Con el fin de hacer uso de los limitados datos que la herramienta PWD puede enviar a la superficie sin que se mueva el BHA, se ha desarrollado una simple técnica de campo para corregir los datos de superficie. La figura V.5 explica esta técnica de forma gráfica. Ésta se basa en el supuesto de que la tendencia de la curva FIT registrada dentro del pozo, es de la misma tendencia que la curva FIT registrada en superficie, o que la diferencia entre las presiones máximas observadas ($P_{\max_{\text{surf}}} - P_{\max_{\text{dh}}}$) es equivalente a la diferencia en las presiones de inicio de fractura ($FIP_{\text{surf}} - FIP_{\text{dh}}$). La presión mínima observada $P_{\min_{\text{dh}}}$, no se utiliza en la técnica de corrección. La diferencia entre las presiones máximas observadas (superficie menos interior del pozo) es sustraída de la presión de inicio de fractura interpretada de los datos de superficie, ó:

$$FIP_{\text{corr}} = FIP_{\text{surf}} - (P_{\max_{\text{surf}}} - P_{\max_{\text{dh}}}) \quad (\text{V.1})$$

²¹ *Rathole*, ratonera. Hueco de descanso: hoyo que sirve para colocar provisionalmente tramos de tubo durante los trabajos de perforación. Barreno de fondo: agujero que se perfora en el fondo de un pozo para estudiar el estrato y su contenido.

Donde:

FIP_{corr} = Presión de Inicio de Fractura Corregida, ppg EMW

FIP_{surf} = Datos de Superficie de Presión de Inicio de Fractura, ppg EMW

$P_{max_{surf}}$ = Presión Máxima Observada en Superficie, ppg EMW

$P_{max_{dh}}$ = Presión Máxima Observada a partir de PWD, ppg EMW

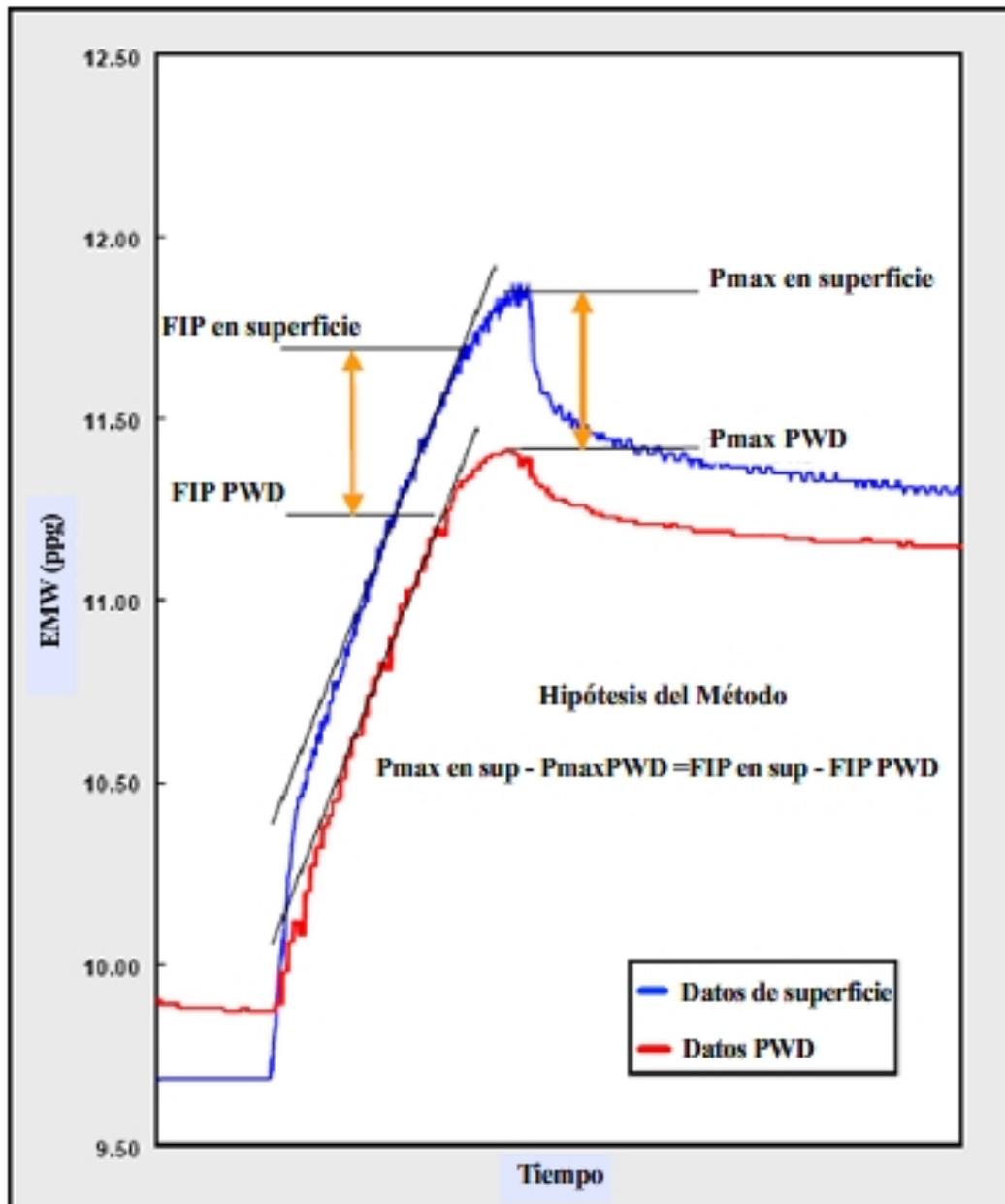


Figura V.5. Uso de ΔP_{max} para corregir FIP_{surf} (Akers, et al, 2005)

La validez de la hipótesis y la técnica fue cotejada con la FIP, tal como es interpretado con los datos recuperados de la memoria de la herramienta PWD. La variación de predicción (P.V.) se expresa como sigue:

$$P.V._{PWD} = (FIP_{corr} / FIP_{dh}) (100\%) \quad (V.2)$$

El valor de 100 % indica que el ajuste del FIP de superficie con el FIP de la memoria de la herramienta PWD es perfecto.

El último beneficio de la técnica se ha descubierto en las operaciones de campo. El personal de plataforma ha encontrado la teoría y una técnica simple para emprender y aplicar los datos en tiempo real. Se pierde un tiempo de viaje no crítico al aplicar la corrección e implementar la presión de inicio de fractura ajustada al monitor de ECDs de perforación. Esta simple corrección permite que el ajuste del FIP sea puesto inmediatamente en uso después de que son tomadas las bajas presiones de bombeo y la perforación ha comenzado. El uso de la herramienta PWD para corregir los datos "leakoff" de superficie, así como otras iniciativas, ha reducido dramáticamente el tiempo de pozo no productivo (NPT, *non productive time*).



Perfil FIT reconstituido

Se ha demostrado la viabilidad de una FIT/LOT, usando un acoplamiento inductivo de cable, para obtener datos de presión de pozo en tiempo real. Sin embargo, no siempre existe la opción de correr un cable. Con los actuales sistemas MWD de pulsos de lodo convencionales, la totalidad del perfil LOT, no puede ser transmitido de forma rápida a la superficie después de la prueba para poder compararlo con los datos de superficie en un marco de tiempo determinado. Además, no siempre es conveniente sacar la herramienta del pozo y descargar los datos detallados de la memoria. Por lo que hay una técnica donde una medición de presión en la superficie y dos puntos de medición de presión dentro del pozo son usados para reconstituir en superficie el perfil de pozo FIT completo cuando se reanuda el bombeo después de la prueba.

Los análisis demuestran que la presión anular de pozo durante FIT/LOT está relacionada con la presión de la tubería vertical por una simple relación lineal:

$$P_{ann} = a + bP_{spp} \quad (V.3)$$

Donde, P_{ann} es la presión anular de pozo registrada durante la LOT, P_{spp} es la presión de la tubería vertical al mismo tiempo, a y b son los parámetros offset y ganancia que se determinan a partir del ajuste. El parámetro a representa el offset hidrostático entre las dos lecturas y el



término b representa la compresibilidad/expansión del lodo y la terminación del pozo (abierto/ademado). El tiempo de terminación del pozo abierto debe ser pequeño durante las pruebas "leak off", ya que sólo una pequeña parte de la formación es típicamente expuesta. En general, el ademado tiene un cumplimiento en orden de magnitud menor que la formación.

Ventajas de las mediciones de presión anular durante la perforación, durante una LOT/FIT

-  Una señal instantánea para detener la prueba, cuando la pendiente de la curva construida de presión cambia, indicando el inicio de fallas en la formación, evitando así una sobrepresión de la formación innecesaria.
-  Elimina las incertidumbres de la compresión y expansión del fluido de perforación, lo cual es particularmente útil en el caso de lodos sintéticos.
-  Evita la necesidad de incrementar la circulación para condicionar el lodo.
-  Aumenta la exactitud de LOT/FIT, permitiendo que los puntos de ademado se determinen de forma más precisa, mejorando la seguridad en la perforación y reduciendo potencialmente el número de sartas de revestimiento. Esto es especialmente importante en regiones potenciales con flujos de aguas someras.

V.9 VENTAJAS DE LAS MEDICIONES PWD

Muchas prácticas que consumen demasiado tiempo, pueden optimizarse con la ayuda de la ejecución de las mediciones de presión durante la perforación. Cuando se interpretan las mediciones de presión anular, es importante entender los principios de las mediciones, y evaluar los datos en el contexto total de otros parámetros de perforación. Con el fin de obtener todos los beneficios de las mediciones de presión en pozo, se debe contar con la preparación y cooperación de todo el equipo de perforación.

Las ventajas de las mediciones de Presión Anular en Tiempo Real son:

-  Datos instantáneos para detener de forma correcta la prueba, evitando así una innecesaria sobrepresión de la formación.
-  Eliminación de incertidumbres en la compresibilidad del fluido de perforación, esto es particularmente cierto en el trabajo con lodos sintéticos.
-  Evitar la necesidad de circulaciones adicionales para condicionar el lodo.
-  Aumento de la exactitud de LOT/FIT, permitiendo una determinación más precisa del punto de ademado.

CAPÍTULO VI. PRUEBAS DURANTE LA PERFORACIÓN

VI.1 INTRODUCCIÓN

Para medir la presión de formación durante el proceso de perforación, se ha desarrollado una herramienta de pruebas de presión de formación durante la perforación. Durante una breve pausa en la perforación, la herramienta expulsa un patín sellado, lo coloca contra la pared del pozo y realiza pruebas para medir la presión de formación. Además de los usos bien establecidos de los datos de presión, esta herramienta proporciona la presión de formación mientras el pozo se está perforando, por lo tanto, los datos pueden emplearse para optimizar el proceso de perforación, se puede aumentar o disminuir el peso del lodo para perforar el pozo de manera eficiente.

Las decisiones pueden basarse directamente en las mediciones de presión en tiempo real del proceso de perforación. Los incrementos anormales en la presión de formación advierten al perforador de la presencia de una zona de alta presión, desde antes de llegar a ella. En pozos horizontales, la presión de formación puede ser utilizada para detectar las desviaciones horizontales mientras que en pozos verticales o ligeramente desviados, la presión de formación puede ser usada para determinar los gradientes de presión y los puntos de contacto de fluidos entre gas, aceite y agua.

Si los algoritmos de predicción de la presión de formación son utilizados para ajustar el peso del lodo, los algoritmos pueden ser verificados y ajustados para proceder en un modo de perforación segura. Además, la invasión de filtrado durante la perforación se reduce y la sobrepresión podría reducirse en formaciones compactas.

Las mediciones de presión pueden ser más precisas que las que se obtienen cuando la perforación es suspendida o terminada. Finalmente, el conocimiento de la presión de formación a través del pozo en las primeras etapas del proceso de perforación, permite al ingeniero mejorar los puntos de ademado planeados y la producción subsecuente.

Las mediciones de presión de formación tomadas durante el proceso de perforación, requieren una tecnología de pruebas completamente nueva. Las mediciones se deben realizar en una ventana de tiempo lo más pequeña posible con el fin de prevenir un pegadura diferencial. En contraste con una herramienta a través de cable (*wireline*), la tasa de comunicación por telemetría está muy limitada y, por lo tanto, no hay datos disponibles en superficie para controlar la prueba en tiempo real. Mientras se corre una herramienta *wireline* el ingeniero de registros puede revisar la historia de las pruebas de presión y evaluar la presión final acumulada contra los gradientes de presión esperados, además se puede ajustar los parámetros de bombeo para las siguientes pruebas.



Con una herramienta de muestreo de la formación, dichos datos no están disponibles en superficie, por lo cual se debe utilizar un algoritmo para obtener datos de presión confiables.

Además de la medición de la presión durante la perforación, las herramientas muestreadoras pueden medir *in situ* diferentes propiedades del fluido de formación en condiciones de yacimiento (como resistividad, salinidad, temperatura, tipo de fluido, permeabilidad, etc.) y almacenar muestras de este. Por otra parte se tienen herramientas que cortan tapones de roca en la pared del pozo y los recuperan, para posteriores análisis mineralógicos. El poder realizar esta toma de muestras durante la perforación, es un gran ahorro (económico y en tiempo) en las operaciones en tiempo real. Las otras mediciones en tiempo real permiten localizar y colocar en forma óptima los puntos del pozo en que se tomarán las muestras, realizándose estos en tiempo real y no de acuerdo a un programa de superficie.

VI.2 ANTECEDENTES

Las herramientas muestreadoras de fluidos son empleadas para medir la presión de formación a lo largo de un pozo, a partir de los datos del yacimiento, los ingenieros obtienen información acerca del tipo de fluido de formación, profundidades de contacto de fluidos y conectividad de la formación. Junto con las muestras de fluido recuperadas, estos datos proporcionan una exploración fundamental y un desarrollo de la información sobre yacimientos de aceite y gas. Hasta hace poco, las mediciones de presión se realizaban con herramientas a través de cable (*wireline*) o bien durante las pruebas de producción y “*drill stem*”²². Notablemente, estos métodos solo podían utilizarse después de que se perforó el agujero y la sarta de perforación era sacada del pozo.

La herramienta de pruebas de formación durante la perforación, se ha introducido para proporcionar la presión de formación durante una breve pausa en la perforación. La herramienta está equipada con un sistema de control inteligente que forma un circuito cerrado, controlando las pruebas de retiro/acumulación en menos de 5 minutos. Las pruebas individuales son controladas y analizadas con el método FRA (Análisis de la Tasa de Formación, *Formation Rate Analysis*) en tiempo real, mientras que se optimizan las pruebas repetidas basándose en los datos anteriores. Los datos de presión de formación pueden ser utilizados directamente para elegir los puntos de ademado (*casing*), ajustar el peso del lodo y la ECD (Densidad de Circulación Efectiva), lo cual permite aumentar la eficiencia y seguridad de la perforación en zonas con altas presiones. Al igual que en las herramientas *wireline*, los datos

²² **Drill stem tester**, recoge muestras de tapón del estrato o formación: artefacto que se introduce mediante la tubería de perforación para obtener muestras de pared de la formación.

también pueden ser usados para establecer los gradientes de fluido establecidos y los contactos de fluido, para analizar la conectividad que existe en el yacimiento.

La limitada tasa de transferencia de datos representa un desafío, ya que los datos de la prueba no pueden verificarse y requieren un sistema inteligente de análisis dentro de pozo para optimizar la prueba. Para enfrentar este desafío, se hicieron grandes esfuerzos para desarrollar un sistema de pruebas de presión automatizado y autónomo, que pueda realizar pruebas de presión dentro del pozo sin la interacción de un ingeniero.

VI.3 PRUEBAS DE FORMACIÓN CON UN SISTEMA DE CONTROL INTELIGENTE

En las nuevas herramientas para realizar pruebas de formación (Formation Tester)²³ se ha implementado un sistema inteligente de pruebas de presión. El dispositivo utiliza una nueva bomba de retiro herméticamente controlada y empleada en tiempo real mediante el algoritmo FRA. Una arquitectura única permite diferentes tipos de pruebas de presión optimizadas, que pueden realizarse de forma autónoma o bajo comando.

Factores que afectan las mediciones de la presión

Las pruebas de presión de la formación pueden ser obstaculizadas por una serie de factores, por ejemplo, caída de volumen insuficiente, conexión de la tubería, sellado imperfecto o sobrepresiones que se traducen en información engañosa de la presión; deben evitarse las pruebas de presión con una caída que es demasiado rápida o pruebas con un volumen de caída insuficiente.

Una tasa de reducción muy alta puede causar una caída de presión excesiva y la acumulación innecesaria de grandes periodos de tiempo. Si la formación no puede proporcionar suficientes líquidos, la respuesta de la presión será dominada por la compresibilidad del fluido en la herramienta. La presión puede ir por debajo del punto de burbujeo (*bubble point*)²⁴ y el gas puede salirse de la solución y ocupar la línea de flujo de la herramienta que está realizando la prueba. Con un volumen de reducción insuficiente, la presión en la herramienta se mantendrá por encima de la presión de formación, con acumulación de presión muy pequeña o casi nula.

En formaciones con baja permeabilidad, el gasto de reducción (*drawdown*) excesivamente alta puede ser más problemática, puede causar una gran disminución de la presión que puede requerir de un tiempo de acumulación excesivo para alcanzar una lectura de presión estable. En

²³ *Formation tester*, verificador del contenido de una formación geológica.

²⁴ *Bubble point*, punto de burbujeo: presión que causa burbujas de gas en el petróleo.



formaciones muy compactas no hay acumulaciones de presión significativas, ya que no se encuentran fluidos en la formación.

Existe sobrepresión, cuando la presión en la superficie de las arenas (en la pared del pozo) es mayor que la presión real de la formación. La sobrepresión ocurre debido a que el fluido que invade durante el proceso de perforación no se disipa en la formación y/o el fluido está invadiendo continuamente a través de un enjarre con fugas. La magnitud de la sobrepresión depende de la permeabilidad del lodo, y la relación entre el lodo y la permeabilidad de la formación. Una formación con baja permeabilidad es más susceptible a sufrir una sobrepresión.

Sistema de Control Inteligente

Los problemas mencionados anteriormente complican las pruebas y pueden llevar a la medición propiedades falsas de la formación y a malgastar tiempo valioso de plataforma. El reto para el desarrollo de las pruebas de presión de formación ha sido diseñar un sistema que realice diferentes pruebas sin la interacción de un ingeniero de registros y al mismo tiempo, pruebas diferentes y válidas. La herramienta debe tomar decisiones durante la prueba para optimizar la prueba en curso, y aplicar el conocimiento a las pruebas posteriores.

La prueba de presión de formación es un proceso autosuficiente, porque la telemetría LWD no permite un control interactivo con la superficie. La secuencia de pruebas de presión incluye el establecimiento del sello de la almohadilla (*pad*) contra la pared de la formación, caída de la presión, acumulación de la presión, terminación de la prueba y liberación del patín de la pared del pozo. El proceso completo es monitoreado, validado y además optimizado y variado automáticamente por la herramienta, utilizando el algoritmo FRA (Análisis de la Tasa de Formación). Por lo tanto, buenas mediciones de la presión de formación son obtenidas o de forma alternativa una indicación es enviada a la superficie para indicar un sello ineficiente del elemento de almohadilla sellante.

El método FRA

La técnica FRA se basa en la ecuación de balance de material para el volumen de las líneas de flujo de las pruebas de formación, con el análisis de la presión y la compresibilidad del volumen cerrado. En la ecuación VI.1 se muestra la Ley de Darcy.

$$V \approx \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L}, \quad \text{ó} \quad q = \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \quad (\text{VI.1})$$

Que establece la relación proporcional entre el gasto de flujo, q , movilidad, k/μ , y la presión diferencial, Δp . Esto es análogo a los líquidos o gases que fluyen a través de un núcleo, con una superficie de sección transversal, A , y un largo, L .

El elemento clave del FRA es el uso de la tasa de de formación en la ecuación de Darcy en lugar de usar la tasa de retirada (*withdrawal*) del pistón. La tasa de la formación se calcula corrigiendo la tasa de reducción (*drawdown*) del pistón por los efectos de almacenamiento de la herramienta. Representando una geometría de flujo compleja de la sonda de prueba a través de un factor geométrico, hace que la técnica FRA se vuelva más práctica. A partir del análisis FRA podemos obtener p^* , movilidad y compresibilidad del fluido.

La ecuación de Darcy se expresa en función de un factor geométrico para un estado de flujo constante e isotérmico del líquido, cuando la resistencia del flujo inercial es insignificante,

$$q_f = \frac{kG_o r_i (p^* - p(t))}{\mu} \quad (VI.2)$$

Donde q_f es el gasto dentro de la sonda, p^* es la presión de la formación y $p(t)$ es la presión en la sonda. G_o es el factor geométrico que representa la geometría única de flujo cercana a la sonda incluyendo al pozo. Usando la ecuación de Darcy modificada y la ecuación de compresibilidad para el efecto de almacenamiento de la herramienta, la ecuación de balance queda de la siguiente forma:

$$p(t) = p^* - \left(\frac{\mu}{kG_o r_i} \right) \left(C_{sys} V_{sys} \frac{dp(t)}{dt} + q_{dd} \right) \quad (VI.3)$$

La compresibilidad del fluido en la línea de flujo de la herramienta es C_{sys} . V_{sys} es el volumen de la línea de flujo. Se debe tener en cuenta que los términos del último paréntesis en la ecuación VI.3 corresponden al incremento y a la caída del pistón (q_{dd}), respectivamente; ellos actúan uno contra otro durante un periodo de reducción y juntos durante un periodo de acumulación, pero en esencia dicha combinación es la tasa de flujo de la formación. La corrección constituye la característica más importante del método FRA. Una gráfica de $p(t)$ vs. la tasa de formación, dada en la Ecuación VI.3 por el término entre paréntesis, se traducirá en una línea recta con una pendiente negativa y una intersección en p^* . Un ejemplo de una gráfica FRA se muestra en la figura VI.1.

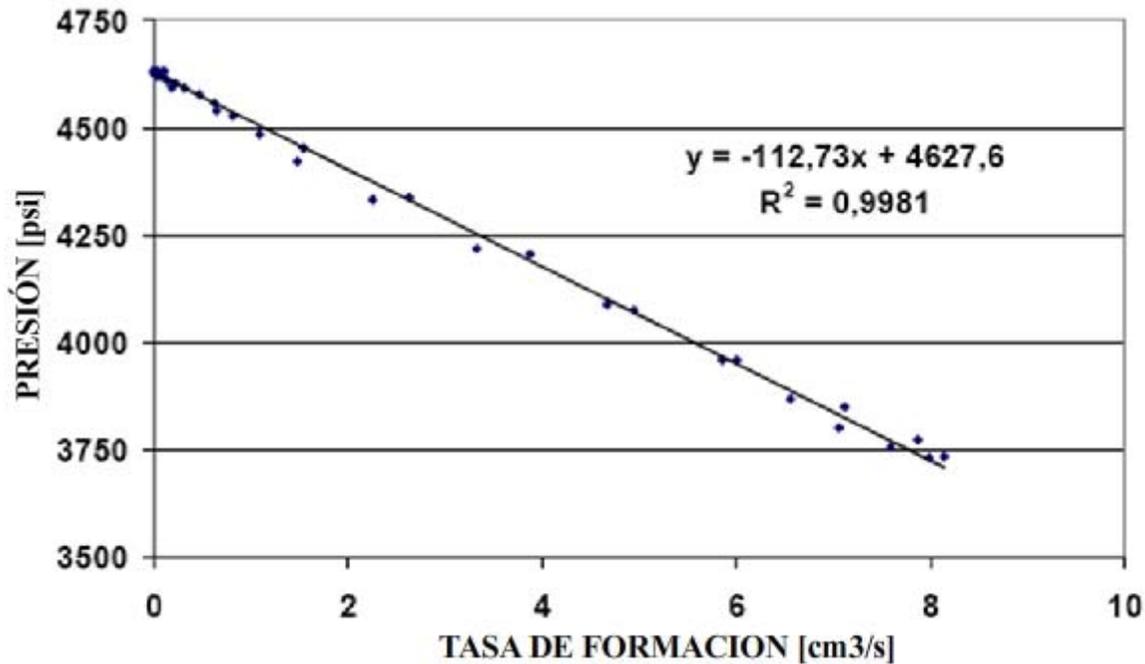


Figura VI.1. Análisis de la Tasa de Formación (FRA). (Meister, et al, 2003)

Un gran número de pruebas de presión a través de cable han sido analizadas con la metodología FRA. La aproximación también ha demostrado ser un método útil para el control de calidad de las pruebas de presión. Si los puntos de la prueba de presión graficados contra la tasa de flujo de la formación caen sobre la línea recta, se puede etiquetar la prueba como buena. Cuando los datos no se ajustan a la línea recta, se puede considerar a la prueba como de mala calidad. Además, las gráficas FRA han demostrado su utilidad para localizar cambios en la compresibilidad del fluido durante una reducción (*drawdown*) que puede ser un indicativo de la caída de presión por debajo del punto de burbuja.

El sistema de control inteligente utiliza la técnica FRA para analizar los datos de pozo y evaluar la calidad de la prueba. El coeficiente de correlación de la gráfica FRA sirve como un indicador de calidad. Dependiendo de la calidad indicada y la estabilidad del incremento de la presión, puede repetirse la prueba con diferentes tasas de reducción. La movilidad de la formación tomada de la FRA es combinada con la caída de la presión de formación a una presión de flujo mínima para calcular nuevas tasas de reducción.

Cuando las pruebas de presión están bien realizadas, todas las pruebas con diferentes gastos de reducción caerán sobre una sola línea recta de la gráfica FRA. La experiencia adquirida al analizar numerosas pruebas *wireline* con el algoritmo FRA, constituyen la base del sistema de control inteligente empleado para desarrollar las diferentes pruebas de presión autónomas que se describen a continuación.

Opciones de la prueba

La herramienta de pruebas durante la perforación realiza diversas pruebas de presión que incluyen pruebas de caída e incremento con un volumen fijo y una tasa durante el periodo de la prueba preescrito, pruebas repetidas de caída e incremento con diferentes tasas de reducción y tasas de reducción sucesivas con diferentes volúmenes. Todas las pruebas se terminan si se excede ventana de tiempo predeterminada o si la tasa de acumulación de presión cae por debajo de un umbral determinado.

Pruebas básicas

Se realiza una prueba básica con una tasa y un volumen fijo de reducción y con un tiempo fijo de acumulación. En esta prueba la cantidad de caída de la presión hidrostática o de la presión de formación no es controlada, y el incremento de presión se termina cuando el tiempo predefinido es rebasado, independientemente de si la presión se estabiliza o no. Por lo tanto, en este tipo de pruebas se corre el riesgo de inducir mucha reducción de la presión y no permitir que haya tiempo suficiente para que la presión alcance la presión de formación real dentro del tiempo especificado. Normalmente, este tipo de pruebas trabajan bien cuando la movilidad de la formación es alta. Sin embargo, una reducción incontrolada puede inducir a la producción local de arenas o la duración de la prueba puede ser innecesariamente larga.

El sistema de control inteligente de pozo no se aplica a este tipo de pruebas, sin embargo, los parámetros de la prueba pueden ser programados basados en la información previa que se tiene antes de correr la herramienta de pruebas durante la perforación en el agujero.

Optimización de pruebas repetidas

La optimización de las pruebas repetidas de incremento y caídas utilizadas, consiste en una serie de pruebas múltiples en secuencia y la comparación de las presiones resultantes de la repetibilidad. Si las presiones construidas no dan la presión de formación correcta, entonces las presiones generalmente no se repetirán dentro de un margen aceptable.

Durante la repetición de las pruebas, es posible utilizar diferentes tasas de decremento basadas en el análisis del pozo. El sistema de control inteligente de pozo analiza cada conjunto de datos de las pruebas de presión con el algoritmo FRA y optimiza la tasa de decremento, el volumen, y la duración del incremento basado en el indicador de calidad FRA y la movilidad de la formación. Con las pruebas repetidas, los resultados pueden confirmarse. Si los criterios de incremento se cumplen, la prueba puede terminarse antes, reduciendo así los tiempos de la prueba a un mínimo absoluto.



Pruebas de caídas sucesivas

Los decrementos sucesivos con pruebas de incremento realizan muchas pruebas de caída consecutivas, con diferentes tasas y seguidas de un incremento de presión. Por lo tanto, en este tipo de prueba solo hay una lectura de la presión de formación.

El propósito de esta prueba es asegurar la comunicación con la formación durante la caída. Si hay una buena comunicación de la presión entre la sonda y la formación durante toda la prueba, entonces la gráfica FRA generará una sola línea recta. Aunque las tasas de decremento sean diferentes, las pruebas responderán a la misma movilidad de la formación y la pendiente de la gráfica FRA será la misma para las diferentes tasas de decremento. Si se mantiene la comunicación con la formación durante las caídas de presión, entonces el incremento resultante dará lugar a la presión de formación.

Requisitos para el Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo se desarrolló con el fin de llevar a cabo las pruebas mencionadas anteriormente. El objetivo con el que tenía que cumplir esta herramienta, era el de llevar a cabo una prueba de presión de formación dentro de una breve pausa de 5 minutos o menos en la perforación, el cual equivale al tiempo necesario para agregar otra lingada a la tubería de perforación dentro de la sarta de perforación. El motivo por el cual se busca este requisito es por el alto riesgo que hay de un pegaduras diferenciales durante la perforación en alguna sección del yacimiento, donde el proceso de perforación es interrumpido durante un periodo de tiempo prolongado. El tiempo de medición buscado, es menor que el tiempo comúnmente utilizado en las mediciones de presión a través de cable. Además de la seguridad, el proceso de perforación en general no debe ser obstaculizado debido a los altos costos del equipo de perforación.

Para lograr el objetivo, fue necesario minimizar el volumen del sistema interno que controla directamente el tiempo de incremento de presión. La desventaja de esto, es que los movimientos de un pistón de bombeo pequeño, resultarán en una gran caída de presión en formaciones de baja movilidad. Por lo tanto, el sistema de control para la bomba de caída de presión tiene que estar estrechamente unido al sistema de análisis. Esto se logró mediante la integración del algoritmo FRA dentro del sistema de control de circuito cerrado. El resultado es un circuito cerrado, un sistema de bombeo inteligente, donde la posición del pistón y la velocidad son controlados con base en un monitoreo continuo de presiones (figura VI.2).

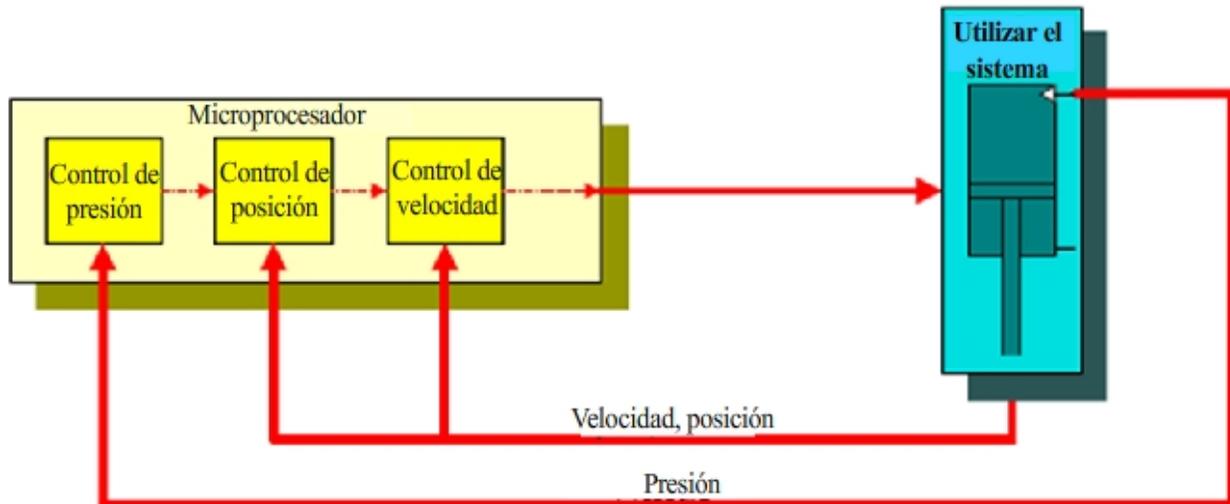


Figura VI.2. Circuito cerrado del sistema de bombeo controlado. (Meister, et al, 2003)

✚ Manómetro

Para realizar las mediciones de presión, se utiliza el mismo manómetro de cuarzo de alta precisión que se utiliza en las aplicaciones a través de cable. La resolución del manómetro de cuarzo sigue siendo inigualada por el medidor de esfuerzo o transductores piezo resistivos. La desventaja de los manómetros de cuarzo es que éstos reaccionan demasiado a los cambios de temperatura; sin embargo, el efecto anterior se minimiza por el diseño de la herramienta. Otro objetivo de diseño, era colocar el transductor lo más cercano posible a la almohadilla sellante para que cuando se realizan pruebas de formaciones con gas, se pueda superar el impacto de las acumulación de gas entre el patín y el transductor.



VI.4 REQUISITOS PARA LOS MUESTREADORES DE FORMACIÓN EN EL AMBIENTE DE PERFORACIÓN

Los componentes individuales de la herramienta de muestreo, fueron probados de forma intensiva bajo diferentes condiciones de carga y ambiente, para demostrar su conveniencia en el ambiente de perforación. El ensamble de muestreo fue diseñado, construido y utilizado para probar y posteriormente modificar los componentes de la herramienta utilizada para realizar el Muestreo Durante la Perforación. Se construyeron los componentes electrónicos y los algoritmos de control fueron implementados.

El método de Análisis de la Tasa de Formación (FRA) fue aplicado y verificado a través de pruebas, además de ser optimizado con base en pruebas de laboratorio. El circuito electrónico se ha actualizado para incluir memoria suficiente para almacenar 200 pruebas, para realizar análisis detallados una vez que los datos son enviados a la superficie.

Después de las exitosas pruebas de laboratorio de las componentes individuales, se construyó la herramienta de Pruebas de Formación Durante la Perforación. El elemento de sellado fue colocado en una sección de estabilización de la herramienta, para proteger el sello del áspero ambiente de perforación. La extensión del patín fue seleccionada para ser lo suficientemente larga para proveer pruebas exitosas en agujeros de mayor diámetro. La herramienta puede sellar correctamente en pozos de 8 $\frac{3}{8}$ in. a 8 $\frac{3}{4}$ in. sin estabilización adicional. Si la herramienta se mantiene concéntrica en el pozo, se pueden realizar mediciones exitosas incluso en ampliaciones de pozos de 9 $\frac{1}{2}$ in. a 9 $\frac{7}{8}$ in. En el caso de la perforación de un pozo horizontal mayor a 8 $\frac{3}{4}$ in., la herramienta puede colocarse con el elemento de almohadilla de sellado hacia abajo para lograr un sello efectivo. En este caso, hay un riesgo de que el pozo no esté lo suficientemente limpio antes de colocar la almohadilla.

Para una mejor adaptación a las diferentes condiciones ambientales y las presiones de formación esperadas en el pozo, se desarrollaron tres sistemas de bombeo, estos permiten adaptarse a bajas presiones diferenciales con grandes tasas de bombeo o grandes presiones diferenciales con bajas tasas de bombeo. Los sistemas de bombeo disponibles permiten presiones diferenciales de 1500, 3000 ó 6000 psi (100, 200 ó 400 bar); el sistema de bombeo de 6000 psi es adecuado para pruebas de formación de baja movilidad debidas a su baja tasa de bombeo. En la figura VI.3, se muestra la herramienta de pruebas durante la perforación con un BHA de navegación rotatorio y otro equipo LWD.

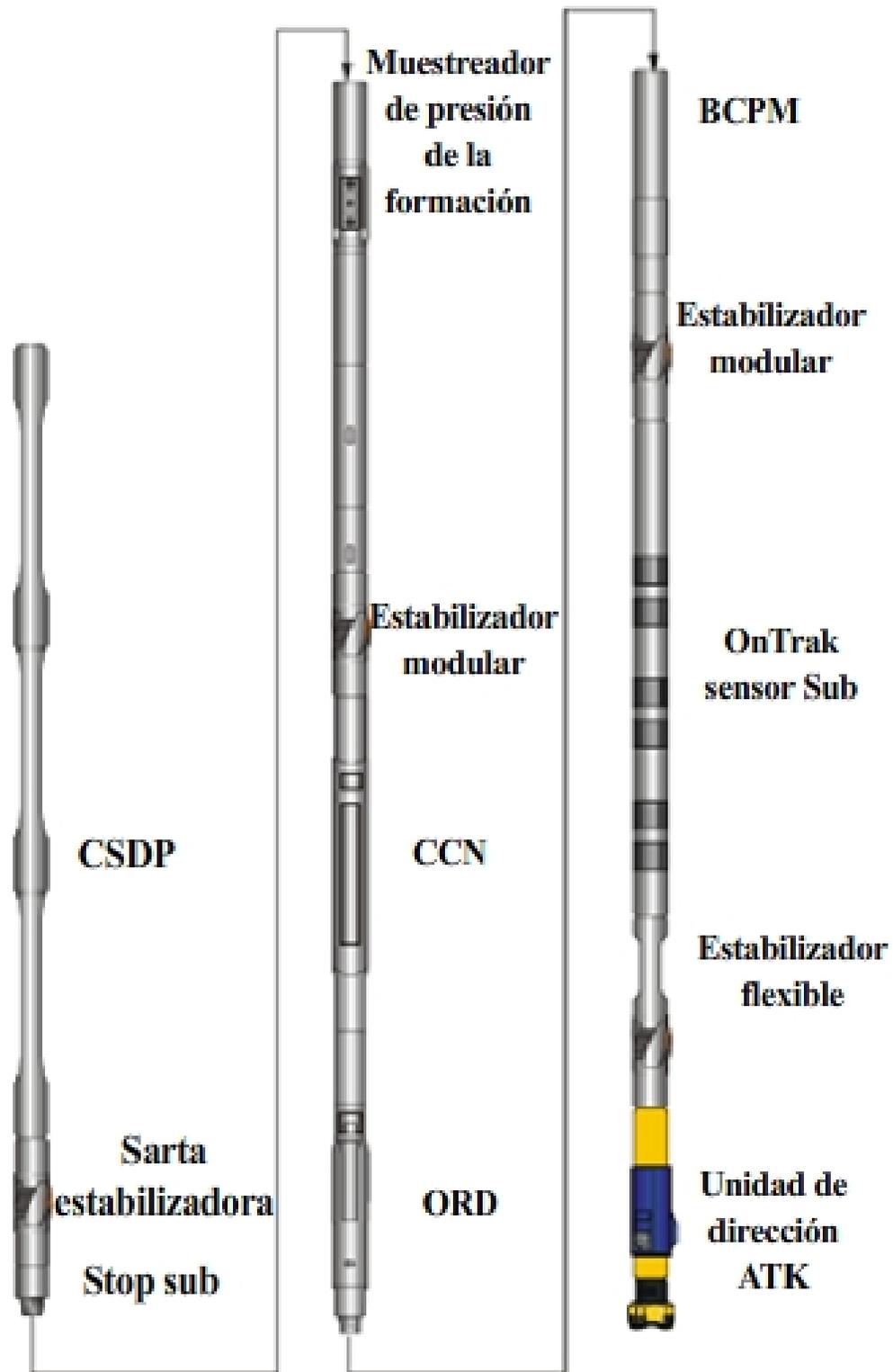


Figura VI.3. Muestreador de Presión de Formación colocado dentro del BHA. (Meister, et al, 2003)



VI.5 PROCEDIMIENTO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN.

Para controlar los muestreadores de la formación desde la superficie, se envían señales a la herramienta usando un vínculo estándar a través de flujo de lodo. Cada prueba puede ser programada individualmente para realizar una prueba básica o una de las secuencias optimizadas de pruebas repetidas. Se pueden utilizar parámetros adicionales para proporcionar a la herramienta la movilidad y equilibrio esperados para aumentar la velocidad del proceso de optimización y, por tanto, disminuir el tiempo total de medición.

Cuando se inicia una prueba, la herramienta realiza automáticamente un ciclo de prueba. La secuencia de prueba inicia con la medición de la cara de la herramienta, ya que asegura que el elemento de la almohadilla de sellado no se oriente hacia el lado bajo del agujero donde, especialmente en pozos horizontales, los cortes pueden impedir un buen sello o el taponeo de la sonda. Si el elemento de la almohadilla de sellado apunta hacia abajo, la posición real se transmite a la superficie permitiendo al perforador reorientar la herramienta rotando la sarta de perforación.

Después de haber colocado la herramienta en la orientación correcta, el elemento de sellado es empujado contra la pared del pozo de una forma controlada, y la presión de sellado es monitoreada continuamente para garantizar que se logró un sello efectivo. Esto se manifiesta como un pequeño aumento de presión sobre la presión hidrostática del lodo.

Una vez que la almohadilla está colocada, la herramienta inicia la secuencia de las pruebas de presión. Durante la prueba optimizada con una serie de pruebas repetidas, la presión es monitoreada continuamente y procesada con un algoritmo FRA. Tan pronto como el algoritmo FRA estima la presión de formación, se detiene el decremento para prevenir a la prueba de caídas de presión, muy por debajo de la presión de formación; lo que disminuye de forma efectiva los tiempos de incremento de la presión. Durante el incremento de presión, la tasa del cambio de presión es continuamente monitoreada y la prueba se termina cuando la tasa cae por debajo de un criterio de estabilización predefinido. El criterio de estabilización se puede programar antes del trabajo.

Si la herramienta está realizando pruebas repetidas, la segunda prueba será optimizada en términos de la tasa de bombeo y el volumen de caída de presión en comparación con la prueba anterior. Se puede realizar una tercera prueba con los mismos parámetros y compararse con las pruebas anteriores. En total habrá tres presiones de formación disponibles bajo diferentes gastos de bombeo.

Finalmente, la herramienta libera de la pared del pozo el elemento de la placa de sellado y transmite los datos medidos a la superficie a través de telemetría de pulsos de lodo. En superficie se encuentran disponibles los siguientes datos: dos presiones anulares (i.e., antes y

después de la prueba), más de tres presiones de formación provenientes de las pruebas de presión repetidas, las presiones mínimas de caída provenientes de los dos primeras pruebas, el valor de movilidad calculado a partir de la última prueba y un indicador de calidad basado en el factor de correlación del método FRA. Toda la información hacia abajo y hacia arriba se resume en la siguiente tabla:

| Comandos de enlace con el pozo (<i>Down Link</i>)/ Parámetros | Parámetros de enlace con la superficie (<i>Up Link</i>) |
|--|--|
| Opciones de la prueba | Presión del espacio anular (antes y después de la prueba) |
| Criterio de incremento de la estabilización | Más de tres presiones de formación |
| Limite sobre balance esperado | Movilidad de la última prueba |
| Tiempo máximo de la prueba | Más de dos presiones de caída |
| Efectos de la cara de la herramienta | Indicador de calidad de la última prueba |
| Retraer el patín | Cambios de temperatura durante la última prueba |
| Paradas de Emergencia | Información del estatus de la herramienta |

Tabla VI.1. Capacidades de comunicación de las herramientas. (Meister, et al, 2003)

Inmediatamente después de terminarse la prueba, los datos de presión están disponibles para el personal de superficie para una nueva planeación del pozo abierto. Al proporcionar mediciones repetidas, la calidad de los datos de presión puede evaluarse logrando así tener mayor confianza en las mediciones. Los errores producidos por fugas, sobrepresión u otros efectos, pueden inferirse a medida que introducen variaciones en los datos de presión.

VI.6 APLICACIONES

Los Muestreadores de Formación Durante la Perforación (FTWD) tienen aplicaciones como:

- ✦ Mediciones de la presión de poro incluyendo análisis avanzados de movilidad in situ similares a las mediciones *wireline* convencionales;
- ✦ Provee conectividad del yacimiento e información del gradiente de presión;
- ✦ Proporciona los parámetros de los fluidos, como la gravedad API, de una combinación de gradiente de presión y localización de pozos.



Debido a la naturaleza de la adquisición de la presión de formación y la movilidad de la herramienta FTWD en el ambiente de perforación, hay información adicional disponible directamente y puede ser usada en tiempo real como:

- ✦ Incremento de la seguridad del pozo con el conocimiento de la presión de formación durante la perforación;
- ✦ Manejo activo de la ECD para una perforación avanzada, como la perforación en aguas profundas u otras operaciones de perforación con el ajuste de las ventanas ECD;
- ✦ Proporciona la capacidad de calibrar la predicción del modelo de la presión de poro durante la perforación;
- ✦ Aumenta el rango de desempeño de las mediciones de la presión de formación en pozos de grandes dimensiones;
- ✦ Optimiza el programa de revestimiento, seleccionando diferentes puntos de ademado;
- ✦ Mejora un programa de muestreo a través de cable en términos de seguridad y eficiencia, determinando un equilibrio de la formación reduciendo el riesgo de pegaduras diferenciales y el punto de burbujeo del fluido de formación.

En esencia, un conocimiento temprano de la presión de formación y movilidad, ayuda a definir los parámetros del yacimiento en el programa de perforación:

- ✦ Perfecciona el modelo de presión del yacimiento;
- ✦ Mejora la planeación para la fase de producción;
- ✦ Reduce el tiempo NPT y al mismo tiempo, mejora la seguridad de la plataforma.

CAPÍTULO VII. ADEMADO DURANTE LA PERFORACIÓN

VII.1 INTRODUCCIÓN

El proceso convencional de perforación para exploración de petróleo y gas utiliza una sarta de perforación compuesta de lastrabarrenas, estabilizadores y tuberías de perforación para aplicar energía mecánica (rotación) a la barrena, así como proporcionar un conducto hidráulico para el fluido de perforación. La sarta de perforación es llevada a superficie cada vez que la barrena o el ensamble de fondo de pozo deben ser cambiados, o se alcanza la profundidad final; entonces se corre la tubería de revestimiento dentro del agujero para proporcionar un acceso permanente al pozo, que después de cementarse, protege y aísla los intervalos productores.

El proceso de Ademado Durante la Perforación (CwD) ofrece una alternativa al sistema de perforación convencional, usando un *casing* convencional para la sarta de perforación. Así, el pozo es ademado a medida que se va perforando, lo cual puede reducir los costos del pozo o permitir la perforación de secciones problemáticas del agujero. El CwD elimina los costos relacionados con la adquisición, manejo, inspección, transporte y viaje de la barrena, reduce problemas del agujero que están asociados con viajes y ahorra en los costos capitales del equipo de perforación y de operación.

Si bien, el ahorro potencial que se logra al reducir el viaje de la sarta de perforación y los tiempos de manipulación es importante, los ahorros logrados al reducir los problemas del agujero pueden ser más importantes. Hay muchas situaciones donde los problemas como pérdida de circulación, incidentes en el control del pozo y problema de estabilidad del agujero están directamente relacionados con el viaje de la barrena y otras situaciones donde estos problemas previenen que la sarta de perforación viaje. Debido a que el proceso CwD proporciona una capacidad continua para poner en circulación el pozo, éste se vuelve inherentemente más seguro que dejar el pozo estático sin un medio de circulación mientras la sarta de perforación está viajando. Reducir el viaje de la tubería con el CwD, también puede reducir fluctuaciones de presión de pistoneo y surgencia.

A veces es difícil correr el *casing* después de que la sarta de perforación fue sacada del pozo, debido a una mala calidad del agujero. Una proporción de estos problemas pueden atribuirse directamente a las vibraciones de la sarta de perforación causadas por la ampliación del pozo. El sistema CwD puede reducir estos incidentes eliminando el viaje y el suministrando una sarta de perforación que es menos propensa a las vibraciones.

Además, las aproximaciones CwD pueden ser más adecuadas para perforar formaciones suaves, que se encuentran en las secciones de la parte superior y que están asociadas con diferentes problemas del agujero. Es por ello, que antes de aplicar el CwD en cualquier pozo, se deben



examinar las condiciones del agujero como los eventos no programados y las características litológicas de la formación, con el fin de evaluar los criterios de diseño del ademe, y mejorar el rendimiento de la perforación.

VII.2 ANTECEDENTES

La perforación y el ademado de un pozo de forma simultánea mediante el uso de herramientas convencionales, como la sarta de perforación, ha sido el sueño de los perforadores desde que los procesos de perforación rotaria se iniciaron a finales de 1800. Una patente que data del año 1890, describe un proceso de perforación rotaria para una perforación simultánea con el ademado y posteriormente la recuperación de la barrena hidráulica expandible.

Los inventores mantuvieron un flujo constante de ideas en la industria petrolera y que se centraron en la creación de un sistema práctico para la perforación con el *casing*. Un trabajo considerable se realizó en Rusia a finales de 1930, para desarrollar un sistema para reemplazar la barrena de perforación sin el viaje de la sarta de perforación. Este trabajo fue estimulado por el deseo de reducir los tiempos que se tardan en viajar las barrenas a la superficie para ser reemplazadas debido a su relativo corto tiempo de vida.

A finales de 1960, el primer gran esfuerzo para desarrollar todos los componentes de superficie y de pozo necesarios para perforar con *casing*, y recuperación de barrenas, fue hecho por la compañía Brown Oil Tools Company. Este sistema perforación-*casing* incluía componentes para rotar el *casing* con una guía eléctrica superior, la sujeción del *casing* sin el empleo de sus uniones (roscas), asegurando un cable de recuperación del ensamble de perforación del fondo del *casing* y usando un agrandador (*underreamer*)²⁵ para ampliar el pozo. Al final, este trabajo falló debido a la inercia en la industria de perforación, pero sí estimuló el desarrollo y comercialización de la transmisión superior superior.

En 1997, Tesco comenzó a desarrollar un sistema de Ademado durante la Perforación (CwD), que incluía el sistema completo necesario para realizar una perforación con *casing*, produciendo un exitoso sistema CwD que ganó aceptación comercial. Este sistema ha demostrado ser un método práctico para resolver problemas de perforación y reducir costos. Actualmente, se utiliza tanto en tierra donde se han perforando pozos completos al mismo tiempo que se realiza el ademado, como en mar donde secciones de pozo específicas se han revestido durante la perforación.

²⁵ **Underreamer**, escariador del hoyo debajo de la tubería de revestimiento.

VII.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA CwD

El CwD emplea componentes de pozo y de superficie que le permiten el uso de herramientas convencionales como la sarta de perforación, de tal manera que el pozo sea perforado y ademado simultáneamente. El *casing* es rotado desde la superficie por el *kelly* (tubo hexagonal) que se encuentra en la parte superior. El fluido de perforación se circula por debajo del *casing* y hacia arriba del espacio anular entre el *casing* y el pozo abierto, así como con una sarta de perforación convencional. La roca que destruye el equipo de pozo (BHA) es bloqueada temporalmente fuera de la parte inferior de la sarta de perforación y ademado se realiza de forma mecánica e hidráulica.

El *casing* usado en aplicaciones de CwD generalmente es del mismo tamaño, peso y grado al que se utiliza en un pozo perforado convencionalmente. Sin embargo, las conexiones del *casing* pueden ser modificadas porque éstas deben proporcionar fuerza de torsión, resistencia al esfuerzo y espacio de flujo. El ensamble de recuperación de fondo de pozo (BHA) de un CwD, normalmente se compone de una barrena piloto con un amplificador localizado por encima de ella para abrir el agujero a su diámetro de pozo final. Además de la barrena, las herramientas CwD están diseñadas para ser recuperadas con un cable que permita que el BHA pueda correr bajo cualquier condición normal del pozo, mientras mantiene la habilidad de circulación y reciprocidad del *casing*. Recuperar el BHA a través del *casing* en vez de recuperarlo a través del pozo abierto, elimina daños en la formación debidos al viaje y proporciona un proceso de viaje seguro.

Considerando el medio ambiente en el pozo para la interpretación de las mediciones durante la perforación (LWD), el proceso de invasión por filtrado de lodo y formación de enjarre se detienen y se eliminan completamente con el uso de la tecnología de ademado durante la perforación (CwD) en tiempo real.

Las conexiones se realizan de forma similar a las conexiones de la tubería de perforación; las secciones del *casing* son bajadas dentro de la zapata y colocadas hasta la sarta de perforación. Este proceso es completado sin la necesidad de un centralizador desde la torre de perforación. Manejar el *casing* de esta forma es eficiente y seguro, y las conexiones pueden hacerse igual de rápido que las conexiones de la tubería de perforación convencionales. La seguridad también es mejorada cuando la actividad de la mesa rotaria es minimizada durante el proceso de conexión.

El CwD permite la realización de cambios importantes en la inclinación o el acimut del agujero sin ningún problema. Sin embargo, la inclinación máxima y/o los ángulos/curvas del acimut están limitadas por la máxima "pata de perro" admisible en cada tamaño del *casing* usado para la perforación. De forma similar a la tubería de perforación convencional, cada sección del *casing* usado para el CwD tiene un límite de fatiga, basado en las RPM multiplicadas por las horas de rotación. Como resultado, el exceder el límite de revoluciones y de *pata de perro* de



sección del *casing* durante un periodo de tiempo, podría traer como resultado fallas en el revestimiento. En ángulos pequeños, ángulos grandes y pozos horizontales, las aplicaciones de perforación direccional utilizan herramientas direccionales convencionales y ensambles rotarios direccionales acoplados al sistema CwD. Los ensambles direccionales son recuperados de la misma manera que se recuperan los ensambles BHA y/o LWD en un pozo vertical, usando el método a través de cable o métodos de tubería de perforación convencionales.

Se han expresado inquietudes con respecto a que el *casing* se queda atascado durante la perforación CwD. Las pegaduras son minimizadas por el efecto de “untado/enyesado” (*smear/plastering*), un fenómeno que resulta de la combinación de circunstancias en las que el cepillado suave y continuo del *casing* a medida que éste gira contra el agujero, tiende a empaquetar los sólidos perforados y/o el espeso enjarre filtrado dentro de las porciones porosas y permeables de la formación, a medida que el fluido de perforación lleva los cortes hacia arriba del espacio anular.

El pegado diferencial, raramente ocurre durante el CwD y en la mayoría de los casos se puede predecir antes de la perforación. Cuando se perfora con sartas de ademado muy lisas, están poco centradas o no lo están, o existen uniones con *standoff*, la perforación de las zonas altamente porosas puede dar lugar a un pegado diferencial del *casing* durante las conexiones. Sin embargo, no es un problema grave que el *casing* se atasque, ya que se puede liberar rápidamente usando tensión y/o después regando una solución orgánica lubricante, sin tener resultados catastróficos como la pérdida de los pozos.

Algunas compañías proporcionan sistemas para la perforación de intervalos de pozos verticales con *casing*, usando una barrena especial que se adjunta al *casing*, el cual puede ser perforado cuando se corren sartas de revestimiento posteriores. En otras aplicaciones, una barrena convencional puede correrse en el *casing* y dejarse en el pozo. Hay situaciones donde cualquiera de estas dos técnicas puede ofrecer la mejor solución. Sin embargo, si es necesario perforar con un motor de pozo para minimizar la rotación del *casing* o si la sección no puede ser perforada con confianza con una barrena simple, entonces el ensamble de perforación puede ser recuperado y volverse a correr si es necesario.

En tal caso, el uso de un sistema de recuperación CwD es la única opción práctica para los pozos direccionales debido a la necesidad de recuperar la costosa tubería de perforación direccional y las herramientas de orientación. Además, el sistema de recuperación CwD proporciona una forma de sustituir los equipos averiados, antes de llegar al *casing*, y satisfacer la necesidad de un acceso rápido y de menor costo accesible a las formaciones que se encuentran por debajo de la zapata.

VII.4 EQUIPO EMPLEADO EN LAS OPERACIONES CwD

El proceso de ademado durante la perforación elimina las sargas de perforación convencionales, utilizando el mismo *casing* como conducto hidráulico y medio de transmisión de energía mecánica a la barrena. El proceso CwD elimina las sargas de perforación convencionales. Un tramo corto de recuperación del ensamble de fondo de pozo (BHA), consiste de por lo menos una barrena y un amplificador expandible (figura VII.1) suspendidos cerca del fondo del *casing*. Esto asegura que el agujero sea perforado del tamaño adecuado para permitir que el *casing* pase libremente.

El sistema CwD utiliza una guía hexagonal (Kelly) en la parte superior para rotar el *casing*. Las uniones simples del *casing* son sacadas del rack de la tubería y colocadas en el mouse hole. La guía superior, con funciones ampliadas, se conecta en la parte superior de la unión de la sarga de revestimiento en la mesa rotaria y se realiza la perforación en forma convencional. La sarga de revestimiento se rota en todas las operaciones, excepto en perforaciones inclinadas con un motor y una unión en ángulo (*bent housing assembly*) para orientar direccionalmente el agujero. (figura VII.1)

El componente superior en el ensamble de perforación está unido con un seguro (*drill lock assembly*, DLA). El DLA se adapta en el pozo lleno al fondo del *casing*, donde es posible recuperarlo mediante un cable sin necesidad de sacar la tubería del pozo. El DLA proporciona un soporte de acoplamiento mecánico (axial y de torsión) al *casing*, además de proporcionar sellos hidráulicos y un mecanismo que facilita la inserción y la recuperación. El DLA se encuentra en una sección inferior del *casing* en la zapata, con la sección de bloqueo axial y de torque, localizados en una sección especial del *collar* (figura VII.2).

El DLA involucra un tramo estriado para transmitir el torque de rotación del *casing* al ensamble de perforación, y a la sección de bloqueo axial y torque, para transferir cargas de compresión y de tensión del BHA. El ensamble de perforación por debajo del DLA termina en una barrena piloto, pero puede incluir otros complementos de la sarga de perforación convencionales como un motor de lodo o un ensamble direccional o de nucleado. El cable de recuperación del ensamble de seguro, es el corazón de sistema CwD (figura VII.3).

Un estabilizador en el BHA colocado frente de la zapata, reduce movimientos laterales del ensamble dentro del *casing*. La zapata normalmente está cubierta con material duro para asegurar que todo el pozo se está perforando por delante del *casing*, además proporciona un indicador del torque, si el amplificador continua perforando abajo.

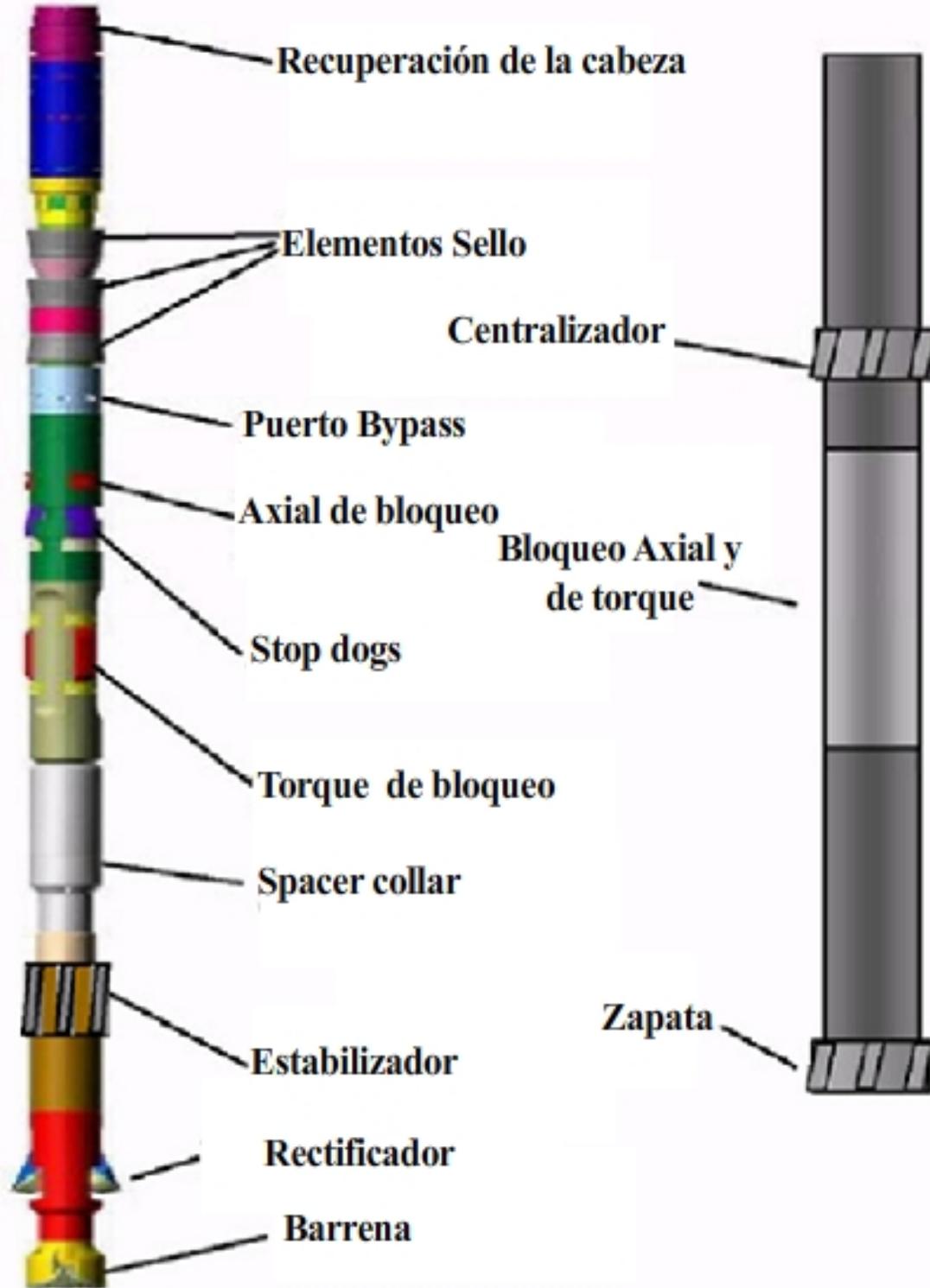


Figura VII.1. Cable de recuperación del BHA. Figura VII.2. Componentes exteriores del casing. (Gupta, et al, 2007)

En las aplicaciones CwD se usa un ampliador inferior por encima de la barrena, para abrir el agujero del diámetro piloto de la barrena, al diámetro final. La barrena piloto debe pasar a través del casing activo y el ampliador inferior abre el agujero con las dimensiones con las que debería ser normalmente perforado para correr el *casing* activo.

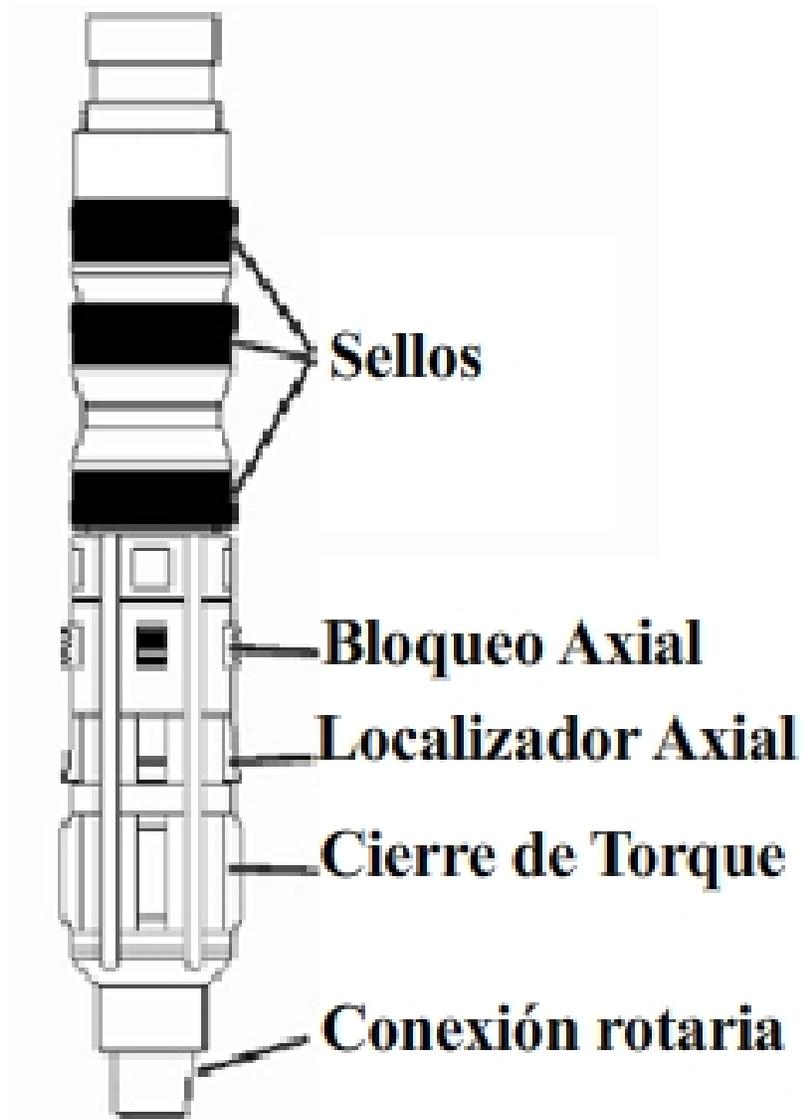


Figura VII.3. Ensamblaje seguro de perforación. (Gupta, et al, 2007)



VII. 5 BENEFICIOS DEL CwD

Hay una serie de razones para la conveniencia del uso del CwD. La mejor razón es que elimina por lo menos un viaje en la zapata, por si sola esta es una razón suficiente que justifica el empleo del CwD en costosas operaciones de perforación.

Aún más importante, el CwD reduce significativamente el tiempo de los problemas en pozo y al mismo tiempo, elimina ciertas prácticas convencionales usadas para evitar problemas. Las prácticas comunes a menudo incluyen viajes cortos y viajes de acondicionamiento, viajes de repaso del agujero, incrementando los requisitos del acondicionamiento del lodo y las velocidades lentas de viaje. Además, los incidentes de pérdida de circulación y control de pozo se reducen significativamente en pozos CwD (debido al efecto enyesado), que es particularmente importante en pozos que encuentran una zona de debilidad antes de perforar una zona de alta presión; normalmente, en esta situación, es difícil balancear el potencial de pérdida de circulación en la zona superior con un potencial de afluencia del pozo en la zona baja, particularmente cuando se debe sacar la tubería de perforación convencional para correr el *casing*.

El CwD no sólo reduce los costos de pozo, también permite realizar operaciones donde el riesgo económico hace poco atractiva la perforación convencional de un pozo. Los pozos en los cuales se planearon operaciones para resolver problemas como trabajos de pesca, pegadura de la sarta de perforación y eventos de control del pozo, pueden exceder los límites económicos del prospecto de perforación. El CwD también puede reducir el riesgo de pérdidas excesivas de fluido en secciones de baja presión y producción, por daños debidos al efecto de enyesado, por lo cual un prospecto que normalmente sería muy costoso se vuelve viable.

CAPÍTULO VIII. CONFORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

VIII.1 INTRODUCCIÓN

La técnica de Conformación Durante la Perforación (*Conformance While Drilling, CWD*) es proceso para controlar el flujo de agua y gas de las formaciones en un pozo abierto durante la perforación. También se lo conoce como tecnología de control de la formación durante la perforación (*Formation Control While Drilling*), consolidación durante la perforación (*Consolidation While Drilling*), control de perfil de presión durante la perforación (*Pressure Profile Control While Drilling*), estabilización del agujero durante la perforación (*Hole Stabilization While Drilling*).

La tecnología CWD se puede utilizar de diversas formas para mejorar las operaciones de perforación y producción. Se pueden utilizar para lograr lo siguiente:

- Disminuir el tiempo desde que inicia la perforación hasta la producción
- Reducir riesgos y costos en la perforación y en la producción
- Mejorar y proteger el valor de los activos de pozo mediante la eliminación de la migración de presión, que causa una presión sostenida sobre el límite en la cabeza del *casing* sostenida sobre el límite, que normalmente requiere de mediciones de remediación a través de la intervención en el pozo y retrasos subsecuentes de la producción.

La tecnología CWD previene trabajos de más, y pérdidas de producción reduciendo lo siguiente:

- Producción no deseada de gas y agua
- Sellado del yacimiento por fallas/fracturas
- Deterioro del perfil del control de flujo
- Modificación relativa de la permeabilidad

También hay evidencias que el CWD puede prevenir o mitigar el flujo de aguas someras (SFW) en operaciones en aguas profundas antes de cementar, y puede proporcionar otras soluciones en perforaciones en aguas profundas y de producción. Esta tecnología se utilizó primero en pozos continentales, durante operaciones de perforación bajo balance con aire y espuma. El CWD llena formaciones porosas y permeables con sistemas químicos que bloquean completamente los espacios en los poros y aíslan del pozo la presión de poro de la formación. Además, algunos químicos se depositan y endurecen en el área de los poros de superficie, para incrementar la fuerza mecánica de la formación. Se necesitan herramientas de pozo especiales para facilitar la colocación de los sistemas químicos CWD.



VIII.2 ANTECEDENTES

Los operadores de campos petroleros, se enfrentan a desafíos de seguridad y eficiencia de la perforación, integridad del pozo a largo plazo y una producción óptima del yacimiento en casi todas las áreas del mundo. Estos desafíos normalmente aparecen durante la perforación en zonas con condiciones adversas, como afluencias no deseadas de alta presión de agua o gas, flujos cruzados, sensibilidad química, baja dureza mecánica, bajas presiones de poro y pérdida de circulación. Perforar estas zonas problemáticas puede impactar sustancialmente la economía del pozo, aumentando los costos por pérdidas de tiempo en plataforma y materiales extra. Estas condiciones pueden surgir en cementaciones primarias pobres que ponen en peligro la integridad del pozo por encima de la zona productora, por lo cual puede afectar la producción.

Muchas de las condiciones negativas, tales como las altas relaciones agua/aceite y gas/aceite, incrustaciones y daño de la pared del pozo que afectan la producción pueden prevenirse durante la perforación, usando la tecnología de conformación del yacimiento. Esta tecnología emplea sistemas mecánicos y químicos para apartar el agua/gas y taponar la zona ladrona.

Los sistemas de conformación se han aplicado en miles de pozos después de que el pozo se ha puesto en producción y en la mayoría de los casos, después de que la integridad del pozo se ha visto gravemente afectada debido a la producción no deseada de agua/gas o corrosión asociada e incrustaciones. Por otra parte, las técnicas de conformación durante la perforación CWD que utilizan químicos para bloquear las afluencias de agua y gas, han sido aplicadas sólo en un número pequeño de pozos; sin embargo, el empleo de esta tecnología puede aumentar en el futuro, ya que la tecnología está mejorando el proceso con una amplia gama de rendimiento de sistemas químicos, la colocación de técnica, herramientas, y métodos predictivos en tiempo real.

VIII.3 SISTEMAS QUÍMICOS CWD

Los siguientes sistemas (compuestos) químicos han estado o están disponibles en la industria:

1. Silicatos catalizados externa o internamente, teniendo agua como matriz o geles de bloqueo de fracturas.
2. Activadores monómeros de acrilato en agua que polimeriza *in situ* como geles de bloqueo de matriz/fractura y un sistema de mitigación de SWF en aguas profundas.
3. Poliacrilamida, poliacrilamida parcialmente hidrolizada, otros polímeros en agua y enlaces cruzados para los geles de bloqueo de matriz/fractura.

4. Resinas base agua y base aceite, como los formaldehidos (fenol y urea), melaminas, epoxis utilizadas como sistemas de bloqueo/estructurales, sellos de presión altamente positivos/negativos y sellos de fractura/falla.
5. Cementos molidos ultra finos y otros cementos para llenar vacíos, pozos lavados y otras áreas problemáticas.
6. Cementos espumosos y geles espumosos para los sistemas de sellado de fracturas/fallas.
7. Sistemas reactivos de minerales/polímeros que se activan al mezclarse con lodos o fluidos de la formación para taponar fracturas inducidas, detener pérdidas severas de lodo y crear sellos de presión altamente positivos.
8. Modificaciones de los sistemas anteriores para aplicaciones especiales.
9. Fluidos de colocación inmediata que ayudan al control de las SWF durante la perforación, funcionamiento de la tubería y otros procedimientos.
10. Otros tipos de material para la pérdida de circulación y sistemas de control de pozo, como aceites base bentonita y tapones de barita.

VIII.4 TÉCNICAS Y PROCESOS CWD

Una serie de diferentes técnicas CWD pueden ser utilizadas durante la perforación y producción para controlar problemas en la formación. A continuación se presenta una breve descripción de las principales técnicas CWD:



Conversión química

Poniendo por separado dentro de la formación los sistemas químicos de bombeo y mixtos, o suplementando el sistema del lodo con resinas que penetran el enjarre y sellan la formación, los operadores pueden convertir químicamente zonas cercanas al agujero de tal forma que estas zonas posean propiedades semejantes a la tubería como las que se describen a continuación:



- ✦ Los movimientos de fluido/gas de la formación dentro del pozo son totalmente boqueados, o los fluidos de perforación del pozo que van hacia la formación son totalmente bloqueados.
- ✦ Sellos de presión altamente positivos son creados para permitir pesos de lodo mayores y ECDs para perforaciones más profundas en zonas de alta presión. Estos sellos deben contener presiones que excedan el gradiente de fractura.
- ✦ Sellos de presión negativos que previenen el colapso del agujero y permiten pesos del lodo menores y creando perforaciones bajo balance sin crear afluencias de fluidos/gas de la formación.
- ✦ Se aumenta la resistencia mecánica de la formación, dando como resultado resistencias con diferencia de presión más positivas y más negativas.

✦ Restauración del diámetro de pozo medido

Durante la perforación los operadores pueden desplegar una herramienta de chorro de pozo (figura VIII.1) en el ensamble de fondo de pozo (BHA), para abrir los puertos de chorro de al lado y forzar materiales de sellado/estructurales del agujero como cemento dentro de secciones suaves o lavadas del pozo.

Durante este procedimiento, los operadores colocan cemento acuoso, resina o algún otro material estabilizador en pozos ampliados. El sistema CWD es expelido contra la pared (*jetted*)²⁶ contra la pared del pozo a una velocidad controlada para asegurar que todo el pozo es llenado con el sistema, el fluido de perforación es desplazado y el enjarre filtrado es removido. Mientras se establece el sistema, los operadores jalen la herramienta fuera del sistema y la hacen circular para limpiar la tubería de perforación. Finalmente, los operadores perforan a través del sistema y continúan haciendo el pozo.

El uso de la herramienta de chorro mejora la perforación, los resultados de la cementación primaria y la integridad del pozo a largo plazo, mediante la restauración del pozo a su diámetro original.

²⁶ **Jetting**, Arrojar con chorro.

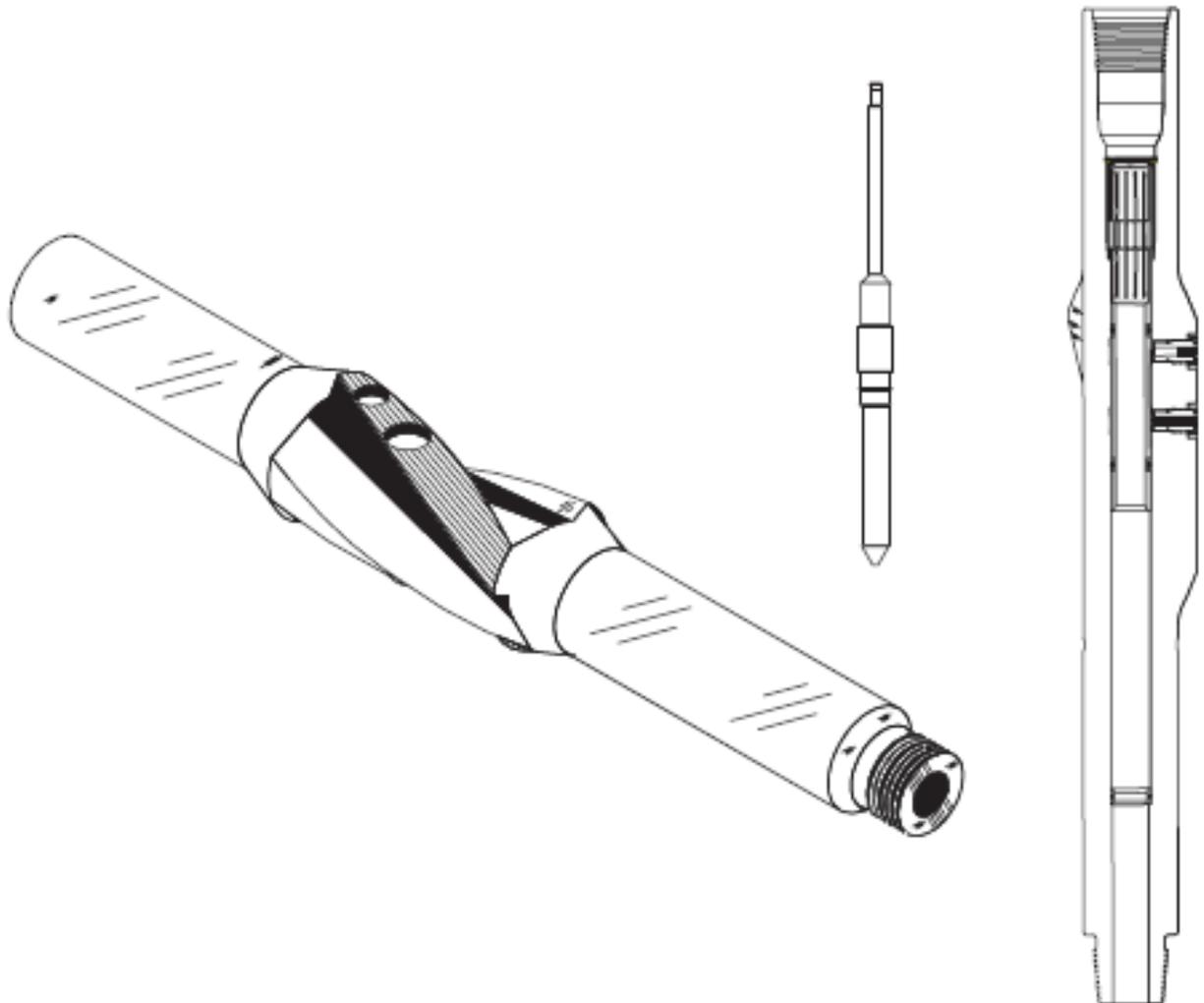


Figura VIII.1. Herramienta de chorro de pozo. (Sweatman, et al, 1999)

Las figura VIII.2 ilustra el proceso de estabilización de chorro típico. Cuando no se utilizan sistemas químicos para estabilizar el pozo, la herramienta de chorro actúa como BHA/estabilizador de la sarta de perforación.

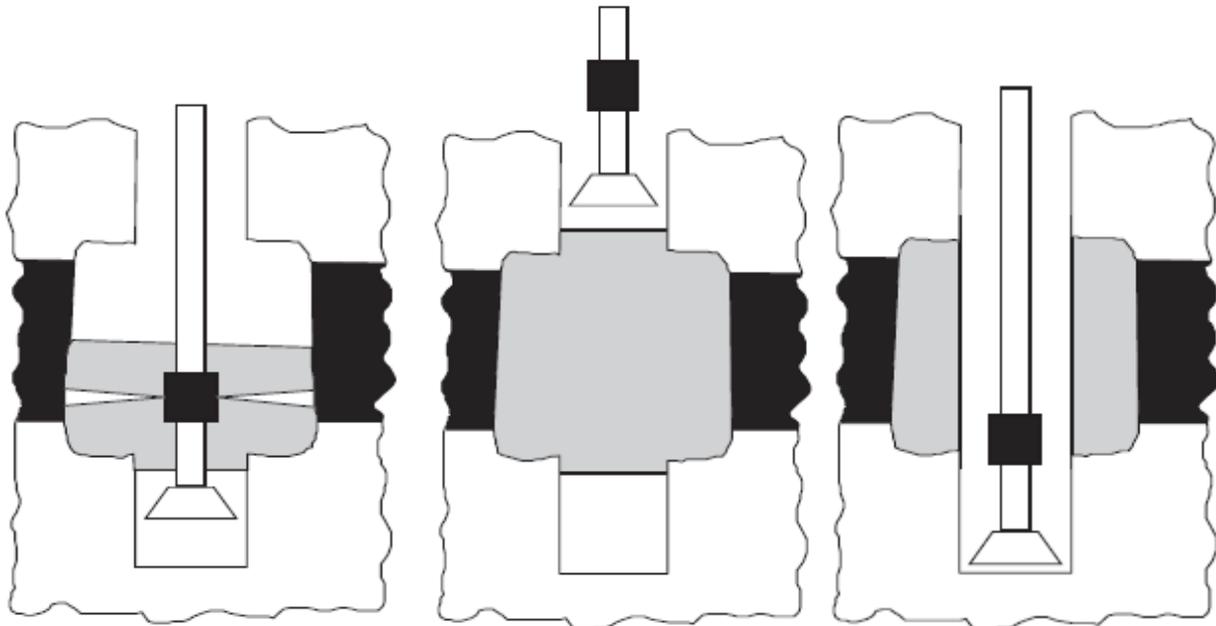


Figura VIII.2. Colocación del sistema de estabilización (izquierda). Esperando a que el sistema frague (centro). Perforación a través del sistema (derecha) (Sweetman, et al, 1999)

✚ Estabilización mecánica selectiva de zonas problemáticas:

Los operadores pueden instalar sistemas de expansión de aislamiento de la tubería para estabilizar selectivamente las zonas con problemas y permitir una perforación más profunda con el tamaño de la barrena original.

✚ Sellado

Los operadores pueden sellar fracturas, fisuras, vugs, canales y vetas profundas de alta permeabilidad dentro de la formación. Esta operación disminuye los costos de perforación, reduce o previene comunicaciones con capas de gas y unidades de agua, y aumenta la producción.

VIII.5 BENEFICIOS DE CWD

Se estima que podría ahorrarse anualmente el 30 % de los costos de operación si la tecnología CWD estuviera plenamente desarrollada y aplicada a la construcción mundial de pozos. Usando los sistemas químicos CWD para controlar las zonas de flujo de agua somera (SFW) y otras zonas con problemas, se disminuirían costos y minimizarían los riesgos en el control de pozos en aguas profundas.

La tecnología química CWD puede afrontar con éxito los problemas más comunes en la perforación, como la pérdida de circulación, control del pozo y el aislamiento efectivo de formaciones débiles durante la perforación, formaciones agotadas o formaciones de alta presión. Para algunos operadores, eliminar algunas tuberías de algunos programas de revestimiento (*casing*) ahorra costos en la construcción de pozos.

En zonas de agua y no productoras de gas, un nuevo sistema de resina base agua (WBR, *Water Based Resine*) puede mezclarse con el fluido de perforación para gotearse a través del enjarre, bloquear la permeabilidad del pozo y consolidar profundamente la formación a una resistencia mecánica mucho mayor. Esto bloquea el flujo de gas y agua hacia adentro del pozo, previniendo deslaves, estabilizando la zona, evitando pérdida de circulación, mejorando la colocación del cemento y mejorando la calidad del cemento entre la formación y la tubería.

Las pérdidas graves de circulación requieren el uso de un sistema químico CWD que reaccione con el lodo que se encuentra dentro de la formación para tapar la zona y detener la pérdida de lodo. Esto facilita la aplicación del sistema WBR para consolidar zonas inestables. Las ventanas tan estrechas entre los perfiles de presión de poro y fractura también pueden ser ampliadas en otras formaciones para permitir una perforación más rápida, menores picaduras (*stings*) en las tuberías y tamaños de pozo más pequeños. Estas ventajas promueven un ahorro significativo en los costos de construcción de pozos. Otros nuevos sistemas CWD también complementan el WBR, deteniendo los flujos cruzados graves o sustituyéndolos cuando el incremento de la resistencia mecánica de la formación es innecesaria en zonas estables. La aplicación del aislamiento de gas durante la perforación en aguas profundas y extremadamente profundas, puede prevenir la formación de hidratos en temperaturas muy frías de la línea del lodo en aguas profundas y extremadamente profundas. Otros riesgos en el control del pozo también pueden ser minimizados o eliminados cuando se aplica el CWD en formaciones adecuadas.

Se ha desarrollado una nueva herramienta de estabilización de pozo para llenar pozos socavados y estabilizar las formaciones vecinas como las arenas debilitadas por la erosión provocada por el flujo de aguas someras. Esta herramienta es usada para aplicar materiales de reparación estructural, como cementos o resinas. El uso de esta herramienta mejora la integridad de los pozos en instalaciones en pisos marinos de la siguiente manera:



- ✦ Previendo o deteniendo la comunicación del flujo de agua somera entre pozos.
- ✦ Previendo la erosión o la formación de sólidos ya que crean huecos llenados con agua.
- ✦ Manteniendo la resistencia mecánica natural de la formación con selladores de gel.
- ✦ Incrementando la resistencia mecánica de la formación con sistemas estructurales, como resinas.
- ✦ Restaurando el diámetro del pozo, llenando las secciones deslavadas del pozo.
- ✦ Optimizando las condiciones de cementación primarias facilitando el desplazamiento del lodo.
- ✦ Garantizando el llenado completo y adhesión del cemento entre la formación y la tubería.

Otros sistemas CWD incluyen resinas base agua, mezcladas en el lodo de perforación o un reactivo químico, para intervalos relevantes donde deben ser aplicados para incrementar artificialmente los gradientes de fractura de la formación (FG). Este sistema también permite a los perforistas usar tasas más altas de circulación de lodo con pesos de lodo más bajos y retornos completos para perforar secciones del pozo más rápido de cómo se hacía anteriormente. Los sistemas CWD también proporcionan un mejor aislamiento de la zona y mayor integridad del pozo a largo plazo durante la producción.

Cuando se utiliza cemento espumoso de forma conjunta con los sistemas mencionados anteriormente, los operadores pueden sellar canales de flujo indeseados en el reservorio para fomentar la penetración de partes del yacimiento que fueron evitadas anteriormente debido a las difíciles condiciones de perforación. El sellado puede aumentar las reservas recuperables, desviando el drenaje y abandonando partes del reservorio. Los operadores también pueden usar la tecnología CWD para mejorar los perfiles de inyección y barrido provocados por una penetración profunda y lograr el sellado de fallas, fracturas naturales o inducidas, vetas de alta permeabilidad y otras irregularidades de la formación.

La tecnología CWD puede mejorar los *sidetracks* laterales en pozos nuevos y existentes, los operadores pueden usar ésta tecnología para reducir la producción de agua aplicando un gel monómero polimerizado *in situ*. Aplicando este sello con gel durante la perforación entre la ventana de revestimiento (*casing*) y el fondo de la capa de gas previene de forma exitosa la producción de gas no deseado en algunos pozos de aceite laterales. Este sellador ha mejorado la economía de la perforación permitiendo costos menores en plataformas de radio mediano

que son usadas en lugar de una plataforma de alto costo de radio pequeño. El radio del pozo se estabiliza con el gel monómero, eliminando cuevas potenciales en el pozo y pérdidas de lodo por filtración.

En las figuras VIII.3 y VIII.4, el sellador de gel monómero es colocado antes de que se establezca el tapón de cemento; entonces, el agujero es desviado (*sidetracked*) en una dirección lateral. Si existe una capa de gas por debajo del punto de arranque (*kickoff point*)²⁷, el gel monómero protegerá el radio del agujero de afluencias de gas no deseadas.

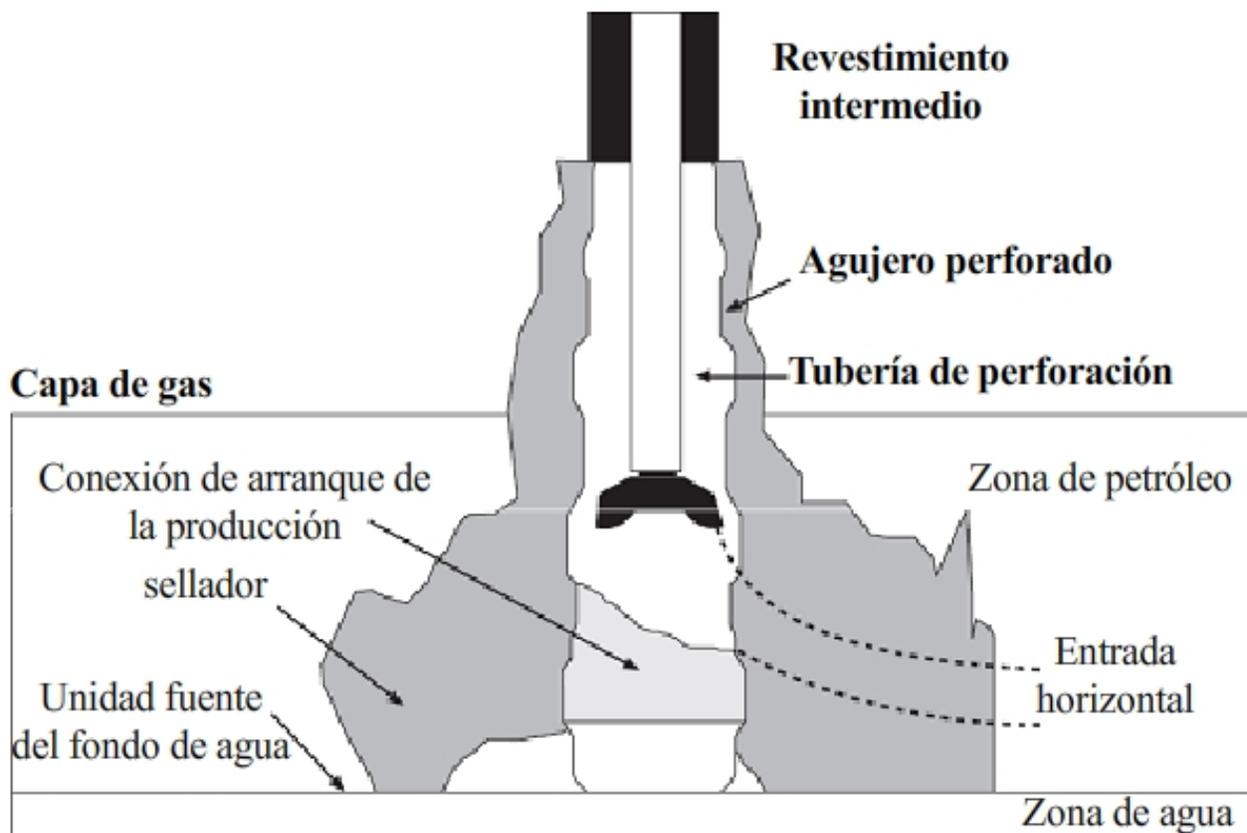


Figura VIII.3. Colocación *in situ* de un monómero polimerizado, diseño de una entrada horizontal. (Sweetman, et al, 1999)

²⁷ *Kickoff*, punto de arranque. Iniciar el flujo en un pozo por medio de gas o aire comprimido.

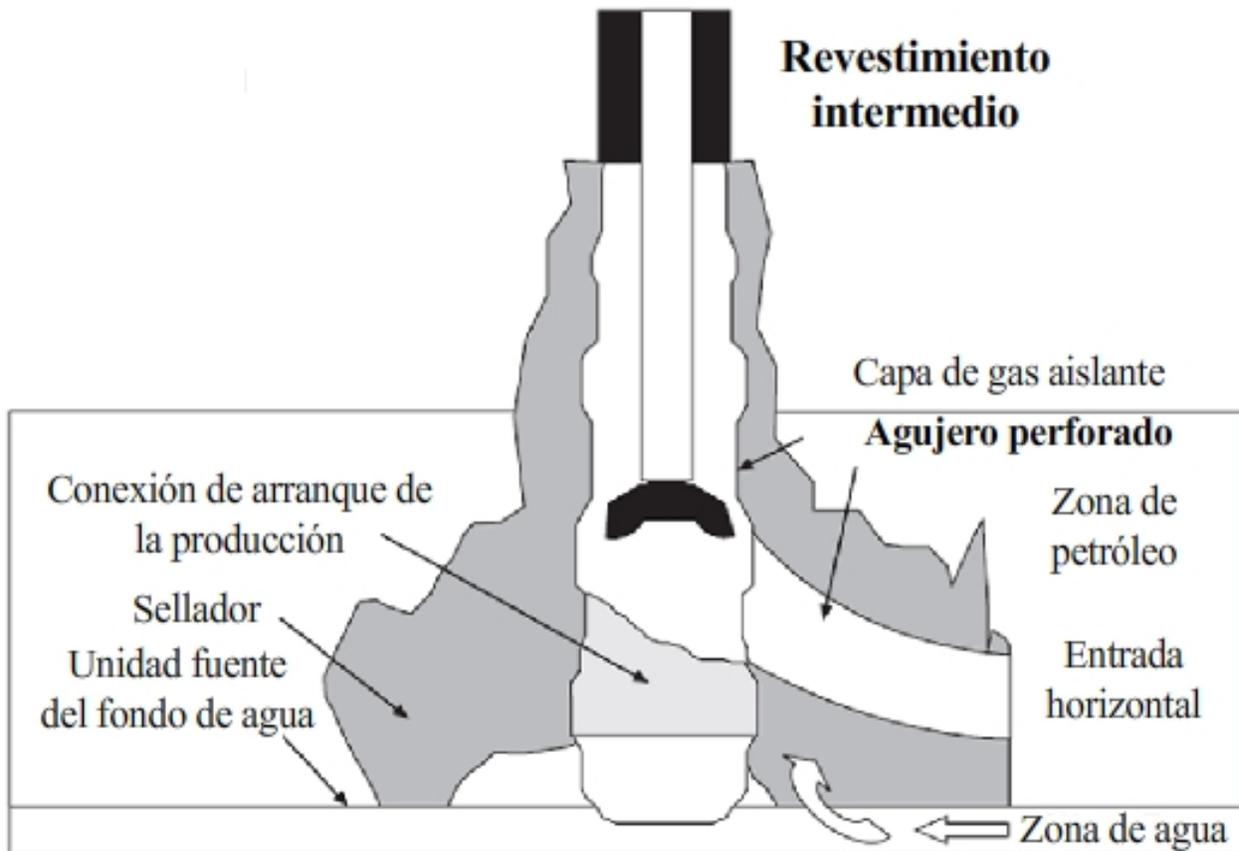


Figura VIII.4. Colocación *in situ* de un monómero polimerizado, entrada horizontal. (Sweetman, et al, 1999)

VIII.6 RETOS Y SOLUCIONES DE LA TECNOLOGÍA CWD

Aunque hay soluciones disponibles actualmente para algunos de los problemas que la técnica CWD enfrenta con la industria, se ha necesitado realizar investigaciones adicionales, desarrollo y estudios de campo para explorar su potencial para optimizar operaciones de perforación y producción. A continuación se presenta una lista con condiciones adversas de pozo en donde la futura tecnología CWD será aplicada para añadir valor agregado:

1. Prevenir los SWF y lodo de perforación de corte gas/agua.
2. Disminución de la posibilidad de encontrar hidratos en el lodo por medio del sellado de zonas de gas no deseadas bajo balance.

3. Prevenir desprendimientos de la formación y colapso del agujero por medio del bloqueo de iones intercambiables.
4. Consolidar zonas de escombros adyacentes a las zonas de movimiento de sal.
5. Retrasar o prevenir daños en la tubería inducidos por la formación.
6. Incrementar los gradientes de las zonas débiles y disminución del peso del lodo.
7. Prevenir la pérdida de retornos, filtración y filtrado por fugas.
8. Prevenir el atascamiento de la tubería en zonas agotadas/plásticas.
9. Eliminar las erupciones subterráneas y prevenir los flujos cruzados.
10. Eliminar *strings* de tubería y agrandar el tamaño del diámetro de la tubería.
11. Ahorrar tiempo en la plataforma de perforación y costos en la construcción de pozos.
12. Reducir la necesidad de intervenciones en el pozo.
13. Eliminar el sobrelímite de presión sostenido en el cabezal del revestidor (*casinghead*).
14. Disminuir los riesgos en el control del pozo y gastos de seguro.
15. Evita omitir reservas.

VIII.7 FUTURO DE LA TECNOLOGÍA CWD

La tecnología CWD requiere superar ciertos retos en la perforación y producción que no siempre son evidentes. Los operadores necesitan obtener más datos de pozos iniciales para determinar las causas de problemas particulares. Este esfuerzo prevendrá el margen de desviación de reservas y mejorar la economía del campo disminuyendo los costos de construcción y producción del pozo.

Se propone la aplicación de *software* que diseña la colocación de un sistema químico y mediciones en tiempo real pueden ayudar a minimizar la curva de aprendizaje. Otro *software* para la predicción en tiempo real de los parámetros de estabilidad del pozo con los diseños CWD, puede ser generado rápidamente en la plataforma y enlazarse con las oficinas en tierra. El



tiempo de las reacciones químicas es importante en muchas formaciones que son sensibles a los fluidos de perforación y otras condiciones. Un acceso rápido a la información de las condiciones de perforación conduce a mejores decisiones sobre los métodos para mejorar la estabilidad del agujero. Por ejemplo, ahora está disponible un nuevo *software* que se puede correr en cualquier computadora del personal de plataforma. Durante las perforaciones en aguas profundas, los operadores pueden usar este *software* para predecir gas/hidratos de la formación en el fluido de perforación.

La selección de la técnica CWD depende de muchos parámetros, incluyendo litología, permeabilidad, porosidad, sensibilidad de fluidos, resistencia mecánica, presión de poro, tipos de fluidos de formación y zonas de barrera/marcadores para presuntas zonas problemáticas o bien conocidas. La información acerca de estos parámetros puede ser obtenida usando registros de resonancia magnética, herramientas LWD, herramientas PWD, herramientas de VSP a través de cable, herramientas de pruebas/muestreo de la formación y modelado del yacimiento.

La predicción en plataforma del tiempo/profundidad para las aplicaciones CWD se vuelve más común a medida que los ingenieros de perforación están utilizando más los VSP y otros datos de predicción para generar rápidamente nuevos planes del pozo. El nucleado puede ser necesario inicialmente cuando las formaciones son difíciles de caracterizar por otros métodos. Los registros de temperatura pueden detectar flujos cruzados y estimar sus gastos de flujo, para ayudar en el diseño de un tratamiento químico CWD correcto para que sea mezclado con los fluidos de pozo y sellar zonas de salida de flujos.

CAPÍTULO IX. SIMULACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN

IX. 1 INTRODUCCIÓN

La simulación numérica del yacimiento se ha utilizado en la industria como una herramienta poderosa de planificación de la producción en los últimos 20 años y su eficacia para prever las producciones del yacimiento es bien conocida. Sin embargo, los modelos de simulación son el resultado final de fuentes múltiples de datos lo que representa esfuerzos de tiempo considerables, de construcción de modelos y de actualizaciones. Esto limita la técnica en el procesamiento y las decisiones, ya que sólo se realizan después de unos días, semanas o meses; y dependiendo de la resolución de la descripción geológica y la complejidad del comportamiento del fluido, llevar a cabo una simulación puede consumir mucho tiempo.

Ahora existe la posibilidad de usar una simulación del yacimiento durante la perforación (SiWD) para simular las condiciones del reservorio en tiempo real y mejorar dinámicamente la trayectoria del pozo y la estrategia de terminación, basándose en las predicciones del rendimiento del pozo.

En los últimos años ha habido una creciente adopción de pozos avanzados (pozos horizontales, multilaterales, con trayectoria arbitraria y/o con múltiples zonas productoras) por parte de los programas de desarrollo de campos. Estos pozos son diseñados para incrementar la productividad interceptando objetivos múltiples y hacer contacto con más porciones del yacimiento.

Con la introducción de la técnica de geonavegación (*geosteering*), la adquisición de datos en tiempo real a partir de las herramientas LWD y MWD ha sido usada para correlacionar el modelo de superficie y mantener un monitoreo continuo de la posición del pozo. Mientras esta técnica resulta valiosa para correlacionar continuamente los objetivos iniciales del pozo con la posición real, la optimización de la trayectoria del pozo basada únicamente en criterios geológicos no proporciona resultados óptimos. La productividad de un pozo avanzado es un problema muy complejo que envuelve consideraciones geométricas y estructurales, anisotropía de heterogeneidades cercanas al agujero, fenómenos de flujo multifásico como fricción y deslizamiento de fase (no los efectos de Darcy), entre otros, que sólo pueden ser rigurosamente tratados construyendo un modelo de simulación representativo.

La simulación del yacimiento se ha utilizado tradicionalmente como una herramienta para la planeación del desarrollo del campo, en parte debido a que la actualización de los modelos se ha considerado como un proceso que requiere de meses o años, hasta que se encuentre disponible una cantidad importante de nueva información. Pero ahora, esta concepción engañosa puede terminar, ya que la nueva generación de simuladores del yacimiento es cada



vez más rápida y más estable. La evolución de los *clusters* paralelos de computadoras de alto rendimiento, han aumentado dramáticamente la velocidad del proceso necesaria para resolver problemas complejos de flujo y se han adaptado arquitecturas modernas de simuladores del yacimiento para mostrar el rendimiento a escala de estas plataformas. Herramientas con *software* novedoso permiten integrar la información en tiempo real y realizar automáticamente actualizaciones geológicas y de las propiedades en la descripción del reservorio. La convergencia de todas estas tecnologías muestra claramente que hoy en día es posible realizar predicciones rápidas y precisas e introducir la técnica de simulación del reservorio en el contexto de una optimización en tiempo real.

IX.2 ANTECEDENTES

Uno de los procesos de mayor impacto y que ha evolucionado significativamente en los últimos años es la estimación precisa del posicionamiento óptimo, estrategias de configuración y terminación de un pozo nuevo. Una tarea común durante el desarrollo del campo es la definición del posicionamiento óptimo del pozo. Uno de los parámetros clave para el éxito de un pozo nuevo, es su localización física dentro del yacimiento.

Con el creciente desarrollo y la adopción de nuevas tecnologías, la utilización de pozos avanzados y los procesos de adquisición de datos en tiempo real se han vuelto económicamente viables para muchos programas de desarrollo de campos. Sin embargo, durante el diseño de un pozo avanzado, hay una gran fuente de incertidumbre en el yacimiento inicial y la descripción del fluido. El valor de estos pozos depende de manera crítica de estos parámetros y, en consecuencia, al reducir la incertidumbre en tiempo real y optimizando el proceso de toma de decisiones realizado en tiempo real, da como resultado el éxito de cualquier nuevo pozo. Dependiendo del caso que se esté considerando, muchos modelos o filosofías se han aplicado para optimizar la construcción de un pozo en tiempo real:

- ✦ Experiencia en la perforación de pozos análogos/vecinos
- ✦ Modelos analíticos
- ✦ Geonavegación (*geosteering*)

La experiencia de perforar pozos similares en el mismo campo, proporciona información valiosa, un ejemplo es la localización de un pozo horizontal en una posición cercana al contacto agua-aceite la cual sería su mejor ubicación. En tal situación, la estrategia global podría ser localizar todos los pozos a una distancia fija en relación con el contacto agua-aceite.

Cuando se trata del modelado de un pozo, las técnicas analíticas son rápidas y fáciles de usar; sin embargo, estos modelos analíticos están restringidos a yacimientos homogéneos,

estratificados, sin fallas ni inclinaciones, contactos horizontales de los fluidos y alineación del pozo en una sola dirección.

La geonavegación es una técnica ampliamente utilizada hoy en día que consiste en la ubicación interactiva del pozo basada en criterios geológicos. Esta técnica únicamente considera la evaluación del modelo estático en tiempo real y no toma en cuenta las heterogeneidades inherentes de pequeña escala que pueden afectar gravemente el desarrollo del flujo del pozo. En algunas ocasiones, esta técnica es empleada con el propósito de optimizar el índice inicial de productividad del pozo, lo cual significa colocar el pozo dentro del objetivo de la formación y lo más cercano a ella, teniendo contacto con las partes del reservorio de mejor calidad. Esto podría funcionar en algunos casos; por ejemplo, en un caso de fase simple o en un sistema fluvial donde el objetivo es penetrar la mayor cantidad de arena posible. Sin embargo, en presencia de un flujo multifásico, si la afluencia de agua y gas cambia con respecto al tiempo, no es posible emplearlo, y si algunas capas se encuentran en comunicación directa con zonas de agua y gas, el pozo no puede localizarse de manera óptima.

En la literatura es posible encontrar un número considerable de casos que demuestran cómo integrar el modelo del subsuelo con el sistema de perforación por medio de un circuito cerrado. En todos estos casos, las decisiones se toman en tiempo real para modificar la trayectoria del pozo basándose en información tomada durante el proceso de perforación. Sin embargo, todos estos casos están basados en la información geológica tomada durante la perforación y no consideran que el desarrollo del pozo puede ser muy afectado por las heterogeneidades en la región cercana al agujero, la influencia de pozos vecinos, afluencias de agua y/o gas además de muchos otros factores importantes.

IX.3 DEFINICIÓN

En el diseño y optimización de la configuración de pozos avanzados en tiempo real, es necesario tener un elemento que permita predecir o modelar el desarrollo esperado del sistema como los nuevos cambios encontrados, además de optimizar el proceso de la toma de decisiones basándose en los resultados obtenidos.

La simulación durante la perforación (SiWD) puede ser definida como un proceso de optimización en tiempo real que mejora dinámicamente el diseño de la trayectoria (por ejemplo, navegación, tamaño de la sección horizontal), configuración (número de zonas productoras, bifurcaciones) y estrategias de terminación (ajustes inteligentes de terminación) de un pozo mientras éste es perforado.

El proceso está basado en un circuito cerrado como se muestra en la figura IX.1, en el cual, la nueva información es medida e interpretada, el modelado del sistema es actualizado basándose

en la nueva información, los parámetros de pozo son cambiados y simulados hasta que se obtiene una solución óptima y las acciones son llevadas a cabo.

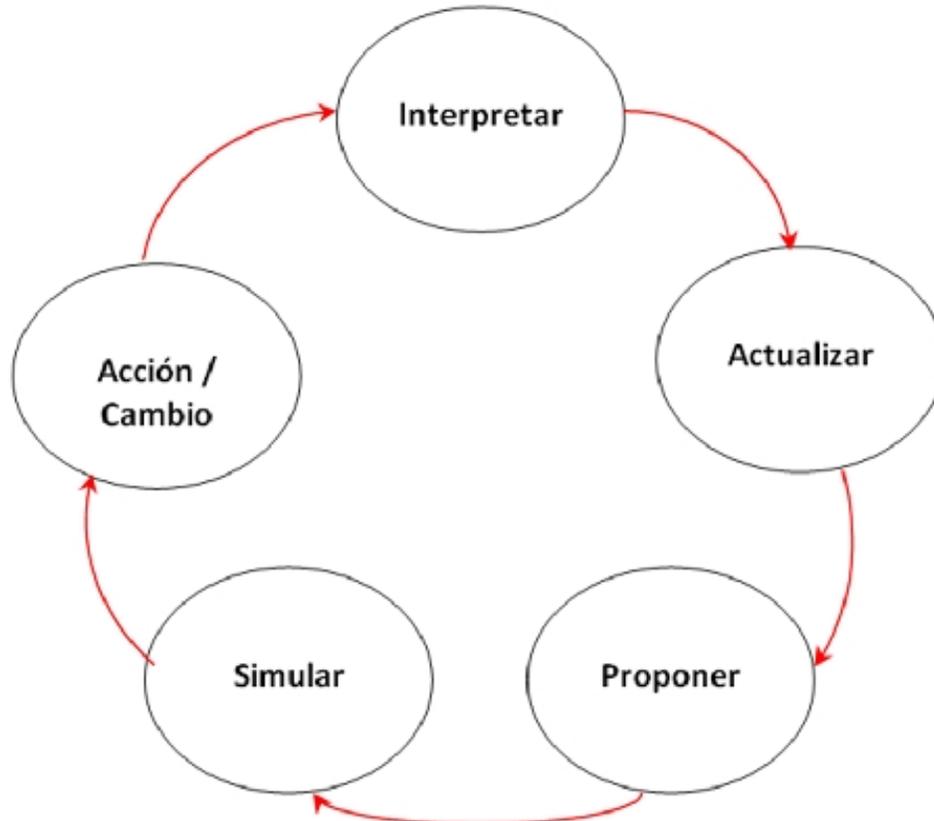


Figura IX.1. Circuito cerrado de la Simulación Durante la Perforación (SiWD). (Primera, et al, 2006)

IX.4 MODELOS ÚTILES PARA LA SiWD

En general, el término simulación se refiere a la representación de un proceso por medio de un modelo físico o teórico. Aunque se puede considerar la simulación numérica del yacimiento como la herramienta más adecuada para el proceso SiWD, en casos relativamente simples, expresiones analíticas o semianalíticas pueden proporcionar resultados adecuados con la ventaja de que ésta tiene una gran velocidad para realizar los cálculos y por la facilidad de usarlo.

Los modelos analíticos en un sentido amplio, proporcionan soluciones exactas a problemas que han sido suficientemente simplificados. Los modelos más simples de un pozo, están basados en soluciones analíticas de la ecuación de presión para un flujo de fase simple derivado de condiciones de límite específicas de la geometría del yacimiento y del pozo. El yacimiento también se modela continuamente y con propiedades uniformes.

A través de la discretización de la trayectoria en segmentos, superposición y otras técnicas numéricas, estas formas básicas de análisis pueden volver a combinarse para dar mayor flexibilidad a los modelos semianalíticos. La aplicación de métodos semianalíticos permite considerar de manera aproximada la anisotropía del reservorio y la hidráulica del pozo.

En los casos donde la heterogeneidad del yacimiento, particularmente la distribución de la permeabilidad en la región cercana al agujero, es considerada como un efecto dominante, las aproximaciones semianalíticas proporcionan resultados rápidos y precisos y pueden ser particularmente útiles cuando diferentes escenarios de pozo y/o realizaciones geoestadísticas están disponibles, como en el caso de SiWD, donde muchas trayectorias posibles del pozo y realizaciones múltiples del campo de permeabilidad pueden ser evaluadas para determinar su tamaño óptimo y su configuración en tiempo real.

Como conclusión final, para escenarios simples, de yacimientos con baja heterogeneidad, pozos alineados en una dirección simple, sin fallas ni inclinaciones significantes, las soluciones analíticas pueden proporcionar información valiosa con una eficiencia óptima en los cálculos.

En un grado mayor de precisión, las técnicas de solución semianalítica proporcionan una aproximación al modelo de productividad de pozos avanzados, particularmente para sistemas de yacimientos que se encuentran bajo una producción primaria y si la distribución de permeabilidad a través de la trayectoria del pozo es considerada el factor dominante. Sin embargo, en los casos de heterogeneidades fuertes, el flujo multifásico de fluidos de mezclas multicomponentes, reservorios con geometrías irregulares, etc., sólo la simulación numérica del reservorio puede proporcionar resultados precisos.

IX.5 TECNOLOGÍAS EXISTENTES PARA LA SIMULACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

Las recientes mejoras en las técnicas de Simulación y Caracterización de Yacimientos proporcionan las bases para un proceso SiWD exitoso. Es fundamental conocer que tecnologías están disponibles, las cuales al estar juntas pueden permitir la realización de un proceso SiWD.

IX.5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL RESERVORIO

En los últimos años, han aparecido nuevas técnicas en diferentes dominios de la simulación de yacimientos, incluyendo mallas, modelado de fluidos, aproximaciones numéricas, soluciones lineales, modelación geológica y de yacimientos, además de otras, las cuales hacen a la simulación del yacimiento, una herramienta más realística y precisa y el simulador más robusto, rápido, estable y fácil de usar.

En primer lugar, los avances tecnológicos en el *software* y *hardware*, computación paralela y técnicas modernas de ingeniería de software han creado nuevas oportunidades y motivación para el desarrollo de una nueva generación de simuladores de yacimientos, como un proyecto relativamente reciente, el cual tiene un diseño específico para aprovechar la distribución de la memoria de las plataforma computacionales que prometen una mayor eficiencia en los cálculos y la escalabilidad ampliada paralelamente. Esto en combinación con las mejoras en la formulación de ecuaciones no lineales, soluciones lineales y un modelo unificado del pozo, resultará en una importante aceleración de los tiempos y permitirá la toma oportuna de decisiones en escenarios en tiempo real.

En términos de precisión, el rendimiento de la predicción de pozos avanzados y terminaciones inteligentes, ha mejorado de forma significativa con la introducción de modelos sofisticados de pozo como los pozos “multisegmentos”. Esta es una combinación con el uso de una red (malla) totalmente desestructurada que permite una representación precisa de las geometrías de pozos avanzados en el modelo del yacimiento y una estimación explícita de que tan importantes son los factores de conexión del pozo (Figura IX.2). En consecuencia, el uso combinado de trayectorias complejas y técnicas avanzadas de mallado introduce un progreso significativo en la simulación precisa del desarrollo del pozo.

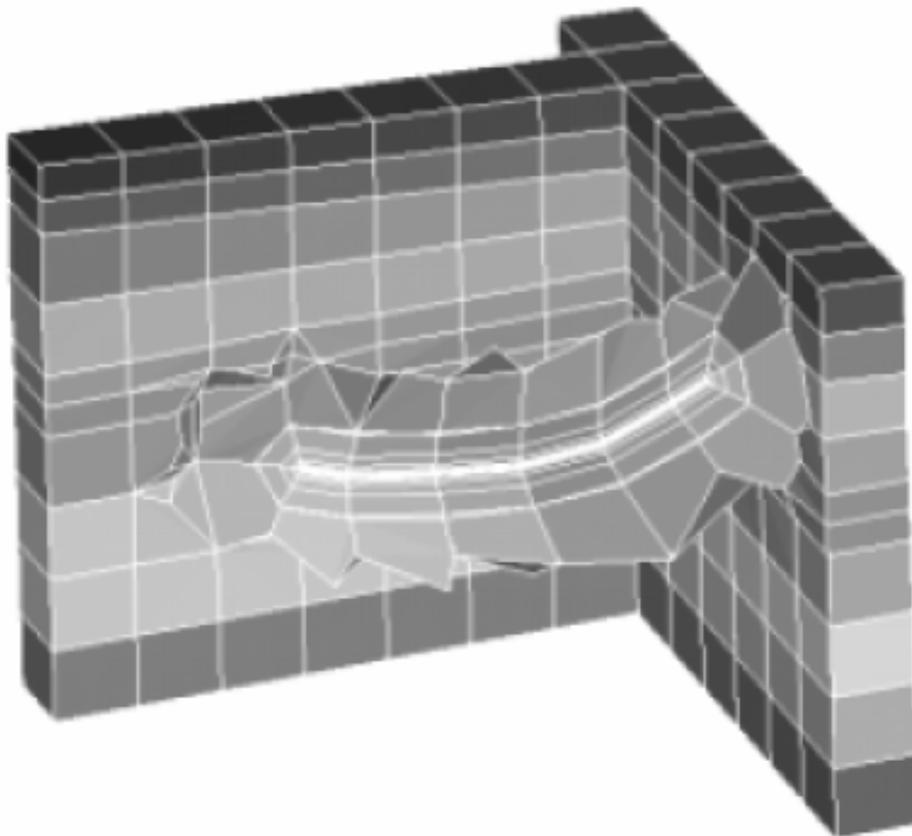


Figura IX.2. Malla 3D desviada y no estructurada. (Primera, et al, 2006)

Otra técnica valiosa para ayudar en el diseño óptimo del modelo de simulación es el uso de un escalamiento basado en el flujo, o de la llamada técnica de “granulado de malla inteligente”. La idea detrás de los métodos de escalamiento basados en el flujo, es diseñar un modelo de simulación óptima en términos de la resolución de las celdas. Cada celda será escalada a una resolución determinada, el nivel de la forma y tamaño como función de las heterogeneidades geológicas locales, el grado de actividad de flujo y la distancia al pozo de interés. Se han incrementado algoritmos en paquetes comerciales de modelado, que desarrollan exitosamente un granulado de malla inteligente o mallas de simulación, que aseguran y desarrollan de forma óptima las simulaciones.

El uso de las condiciones de frontera del flujo, permite correr simulaciones de pequeños sectores del campo usando condiciones de los límites establecidos en un estudio previo del campo completo. El flujo a través de los límites del sector del campo, se escribe como un archivo de flujo en cada paso de tiempo en la ejecución plena sobre el campo. El archivo de flujo es leído mientras se está corriendo en el sector para generar condiciones de los límites apropiadas.

Para acelerar los tiempos de simulación, mantener una resolución a gran escala de las heterogeneidades del yacimiento e incluir realizaciones geoestadísticas múltiples, es necesario hacer un uso eficiente del granulado de malla inteligente y condiciones de frontera del flujo. El mejoramiento de la escala de modelos geoestadísticos reales, particularmente el alto número de capas delgadas, hace impráctico el desarrollo de simulaciones del campo completo a una misma escala. Sin embargo, no todas las regiones del yacimiento son igual de importantes cuando se evalúa el comportamiento del pozo. Los cambios de saturación que se encuentran a grandes distancias del pozo no son relevantes; la principal importancia de las regiones de flujo del reservorio más distantes del pozo se concentra en cómo se mantiene la presión proporcionada y las cantidades de flujo que entran y salen de los pozos.

IX.5.2 CARACTERIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL YACIMIENTO

En la literatura es posible encontrar diferentes ejemplos que ilustran la evolución de la caracterización en tiempo real y las técnicas de interpretación en diferentes ambientes y condiciones.

Las mediciones durante la perforación (MWD) es una tecnología clave para la transmisión y monitoreo de muchas condiciones de pozo como la presión de pozo, temperatura y la información de la perforación direccional requerida para correlacionar la localización del pozo con el modelo de superficie. Los registros durante la perforación (LWD) permiten medir propiedades físicas y químicas y desarrollar evaluaciones frecuentes de la formación en posiciones cercanas a la barrena. A partir de estas mediciones, es posible proporcionar una

interpretación petrofísica robusta en tiempo real en diferentes ambientes geológicos, que contienen como mínimo porosidad, saturaciones de fluido y permeabilidad.

La información medida en plataforma también es útil para la caracterización (localización y permeabilidad) de las fracturas interceptadas por la barrena durante la perforación en yacimientos naturalmente fracturados. Estas fracturas son detectadas por un monitoreo continuo de las pérdidas de fluido en los tanques de lodo usando medidores de flujo en la entrada y salida de los tanques. Asimismo, la posibilidad de caracterizar formaciones del yacimiento durante perforaciones bajo balance, hace posible estimar la permeabilidad y presión a los largo del agujero usando la información medida, que normalmente se encuentra disponible durante las operaciones.

Con el uso de registros de resonancia magnética nuclear durante la perforación, es posible obtener información acerca de la porosidad, distribución del tamaño de poro, fracciones producibles de fluido y permite predecir las permeabilidades de la formación.

IX.6 METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA LA SIMULACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

Una vez que se identificó una metodología general para la SiWD, fue necesario aplicar estos principios usando *software* comercial, con el fin de probar sus beneficios potenciales de la evaluación dinámica del yacimiento durante la perforación. En la figura IX.3 se observan todas las fases que contribuyen con la implementación de la SiWD, cada proceso se describe a continuación.



Figura IX.3. Etapas de la Simulación Durante la Perforación. (Primera, et al, 2006)

Planeación pre-operacional

Uno de los aspectos primarios en este proceso, es la integración multidisciplinaria de un grupo de trabajo con geocientíficos, ingenieros de yacimiento, ingenieros de perforación, etc. Dependiendo del caso considerado y de las herramientas disponibles, la preparación puede tener diferentes visiones para cada disciplina.

Modelo de Simulación de Alto Rendimiento

Una máquina apropiada o un conjunto de procesadores ha sido seleccionado para obtener un tiempo de simulación adecuado. El procesamiento simple en máquinas convencionales es usualmente útil para modelados pequeños (menos de 100,000 celdas), aunque el procesamiento paralelo basado en la descomposición del dominio del yacimiento, puede ser usado con diferentes procesadores, el mejor desempeño ocurre cuando cada dominio se ejecuta en su propia computadora.

El proceso de perforación puede variar en términos del tiempo dependiendo de las diferentes variables y complejidad del pozo. La selección de un conjunto adecuado de herramientas es un paso muy importante para asegurar una rápida interpretación, actualización y procesos de simulación, con el fin de obtener una estimación del pozo en un marco de tiempo posible.

El costo de una simulación en términos del tiempo, mejora en la resolución de la malla y mejora en los modelos de pozo, son factores que deben considerarse desde el punto de vista de la simulación numérica; para hacer frente a estos desafíos de la SiWD, las siguientes técnicas de simulación pueden ser seleccionadas.

-  Coordinar la simulación del yacimiento
-  Condiciones de frontera del flujo
-  Procesamientos paralelos
-  Técnicas de reinicio o enumeración
-  Refinamiento local de la malla (LGR, local grid refinement)
-  Pozos multi-segmento

Terminación del pozo

En la simulación numérica del yacimiento el modelado del pozo requiere acoplar la geometría y la configuración del pozo con el yacimiento, permitiendo la cuantificación de la presión del agujero con la presión de bloque del modelo. Debido a las múltiples influencias de la región cercana al pozo en el desarrollo del pozo como altos gradientes de presión no lineales,

heterogeneidades, orientación de los patrones de flujo, flujo multifásico, etc., es necesario representar estos efectos con la herramienta apropiada, con el fin de tener predicciones precisas y descripciones realísticas de procesos encontrados en el reservorio que rodea el pozo. Desde el punto de vista de la configuración del pozo, también es necesario considerar los efectos de caída de presión a lo largo del pozo y la terminación causada por la fricción, deslizamiento y aceleración de la fase, regímenes de flujo y la incorporación de dispositivos inteligentes.

Optimización con SiWD

Una vez que se han planificado las operaciones requeridas y se ha establecido una simulación y modelado de pozo apropiados, la SiWD puede realizarse como un proceso casi en tiempo real, para optimizar la construcción del pozo con los datos adquiridos durante la perforación. El flujo de trabajo propuesto para la SiWD, se muestra en la figura IX.4 y los pasos más importantes se describen a continuación.

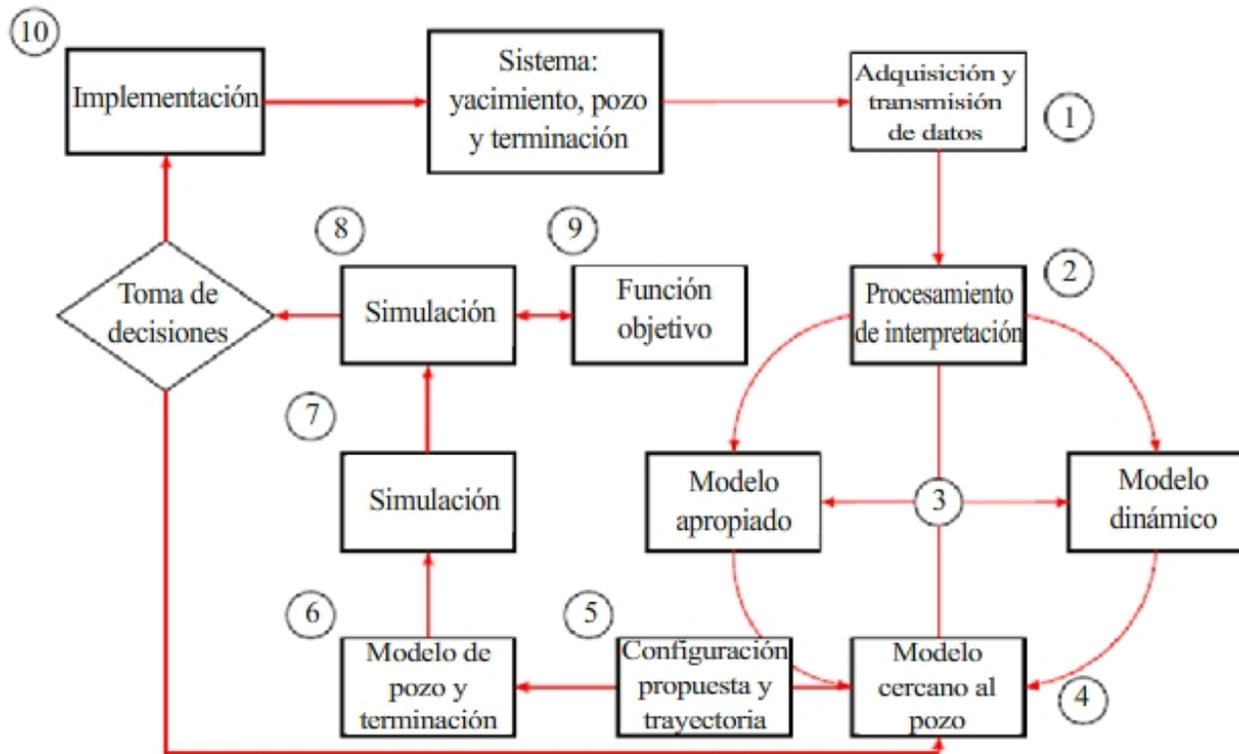


Figura IX.4. Flujo de trabajo de una SiWD. (Primera, et al, 2006)

- 1. Entrada e interpretación:** Los datos en tiempo real tienen que ser importados e interpretados durante la aplicación del modelado, para actualizar los modelos de

simulación geológica y del yacimiento, con el fin de tener una interpretación rápida de los registros basados en análisis petrofísicos previos, puede emplearse inteligencia artificial.

2. **Escalamiento apropiado:** Debido a los posibles cambios en la resolución del modelo del yacimiento y el uso de la técnica LGR para escalar mejor las propiedades geológicas, dinámicas y otras propiedades especiales en el modelo de simulación del yacimiento, se ha vuelto un procedimiento obligatorio.
3. **Toma de decisiones:** Un plan de optimización puede ser representado usando un indicador de calidad de los resultados obtenidos; principalmente, el problema puede ser abordado con una función objetivo. La función objetivo debe involucrar cualquier parámetro del rendimiento del pozo, normalmente una combinación de una variedad de los datos de producción que son usados.

IX.7 IMPACTO DE LA SiWD PARA LA TOMA DE DECISIONES EN TIEMPO REAL

La importancia de optimizar el proceso de construcción del pozo en tiempo real, usando la simulación del yacimiento durante el proceso de toma de decisiones, reside en que es posible considerar los factores más críticos que desempeñan un papel en la productividad de pozos avanzados y aquellos que son completamente ignorados por otros modelos tradicionales (por ejemplo, la geonavegación). Algunos ejemplos son:

- ✦ Descripciones más realistas y precisas del pozo (trayectoria, detalles de terminación y la condición interna del pozo).
- ✦ Modelado del sistema de estimulación artificial usado en el campo.
- ✦ Modelado de los flujos multicomponentes y multifásicos en rocas porosas heterogéneas.
- ✦ Caracterización adecuada de los fluidos del yacimiento y las mezclas de los fluidos del originales y cualquier fluido que se haya inyectado al reservorio.
- ✦ Modelado de los cambios en las propiedades de los fluidos con cambios en la presión y temperatura (modelos PVT).
- ✦ Modelado de la afluencia de fluidos en el pozo como resultado del decremento de presión a través del pozo.
- ✦ Modelado de flujo multifásico y multicomponente en pozos (hidráulica del pozo).



- ✦ Especificaciones del estado inicial (saturaciones y presiones) y las condiciones de los límites (afluencia proveniente de acuíferos) de agua de cada reservorio.

IX.8 BENEFICIOS DE LA SiWD

La SiWD, es cualquier proceso de optimización en tiempo real, puede facilitar beneficios significativos en los diferentes aspectos de la gestión del campo. Dentro de los beneficios operacionales más importantes se encuentran:

- ✦ Minimizar el riesgo de no alcanzar los objetivos económicos.
- ✦ Maximizar la productividad del pozo basándose en las predicciones del rendimiento del pozo.
- ✦ Considerar todos los factores que afectan la productividad de pozos avanzados.
- ✦ Maximizar la recuperación final del pozo.
- ✦ Reducir costos operacionales.

Además de estas consideraciones generales, la creación de un modelo cercano al agujero, con actualizaciones frecuentes de información nueva, se vuelve cada vez más accesible, representando otro avance significativo. Una vez que el modelo está listo, el monitoreo continuo del pozo puede ser combinado con técnicas que permitan una actualización rápida y precisa del modelo cercano al pozo basándose en mediciones.

Esto hace posible la predicción del desempeño de terminaciones inteligentes y optimizar su configuración y también centrarse en la caracterización del yacimiento como un proceso continuo, empezando en la fase de exploración, refinándose durante el desarrollo con el objetivo final de optimizar la estrategia de producción del campo y continúa durante la producción para optimizar la recuperación final.

Otro beneficio clave de la simulación de la integridad del reservorio para el proceso de perforación es la habilidad para tomar decisiones en términos cuantitativos mediante la definición de una función objetivo en lugar de un criterio cualitativo (por ejemplo, los criterios geológicos como en la geonavegación). Esto permitirá optimizar el proceso en términos de las ganancias, acoplando un modelo económico a los resultados de la simulación. El concepto de la función objetivo para el proceso de toma de decisiones permitirá, en un futuro, la inclusión de técnicas de optimización para la automatización del proceso de perforación.

IX.9 REQUERIMIENTOS DE LA SiWD

La SiWD sigue siendo una técnica que se encuentra en su etapa temprana de concepción. Como cualquier técnica nueva, la SiWD necesitará la aplicación de escenarios reales antes de ganar una completa aceptación. Sin embargo, algunas otras razones han contribuido a su baja aceptación, en particular:

- ✦ La información adquirida durante la perforación, es insuficiente para los propósitos de ingeniería/simulación del yacimiento.
- ✦ Falta de integración entre la tecnología y el *software* de las herramientas.
- ✦ Falta de integración entre diferentes disciplinas. Los equipos de perforación direccional y planeación del pozo no trabajan en conjunto con los geocientistas y los ingenieros de yacimientos.
- ✦ El progreso en las técnicas avanzadas de modelación de pozos, no es muy reconocido.
- ✦ Se cree que las actualizaciones y predicciones de modelos en tiempo real no se pueden realizar en cuestión de minutos o incluso de segundos.
- ✦ La tecnología existente deben entenderse bien para modelar adecuadamente la física del problema.
- ✦ La evaluación de múltiples trayectorias/configuraciones en un marco de trabajo en tiempo real no es factible sin la implementación de un algoritmo automatizado de optimización y esto no ha sido explorado suficientemente en los escenarios de la SiWD.

IX.10 PROCESO DE INVESTIGACIÓN PARA LA SiWD

El proceso SiWD se basa en una interacción compleja de numerosas tecnologías y componentes de modelado. En consecuencia, la precisión en la eficiencia de estos procesos de optimización dependerá de la convergencia de estas tecnologías y la precisión en la respuesta del modelado de cada componente. Algunas herramientas o técnicas que necesitan mayor desarrollo para poder aplicarlas en el marco de trabajo SiWD y que no han sido lo suficientemente exploradas son:

- ✦ La aplicación de algoritmos de optimización para la selección automática de la trayectoria, estrategias de configuración y terminación del pozo.



- ❖ La inclusión de estrategias de control defensivas y reactivas para terminaciones inteligentes durante la realización de las predicciones. No se considera un óptimo verdadero sin considerar las acciones futuras que serán implementadas en las válvulas de pozo y otros dispositivos para controlar el comportamiento de la afluencia en el pozo.
- ❖ La eficiencia de los procesamientos paralelos de cómputo y su compatibilidad con otras técnicas de simulación. La combinación del procesamiento paralelo con un granulado de malla inteligente, condiciones de frontera del flujo, refinamientos locales de la malla, tecnología de mallas no estructuradas, etc., y el desempeño de corridas paralelas en combinación con estas técnicas.
- ❖ La aplicación de técnicas de Inteligencia Artificial (AI); por ejemplo, redes neuronales para la estimación automática de propiedades a partir de registros de pozo o de lógica difusa para el direccionamiento automatizado del pozo.
- ❖ Flujos acoplados de fluido y geomecánica en los cálculos de simulación del yacimiento. Las mediciones en tiempo real de las propiedades mecánicas de las rocas del yacimiento son comunes durante las operaciones de perforación debidas a su importancia en la estabilidad del pozo; sin embargo, una evaluación en tiempo real de la respuesta geomecánica nunca se había considerado, principalmente por los costos computacionales que involucra.
- ❖ Simulación integrada Superficie-Subsuelo. El acoplamiento del modelo de superficie con el modelo del yacimiento cercano al pozo, incrementa la precisión de las predicciones, pero también incrementa de forma significativa el tiempo de procesamiento de la simulación.
- ❖ La inclusión de un modelo de incertidumbre en un circuito cerrado de un proceso de optimización.
- ❖ La aplicación de SiWD en yacimientos fracturados. La caracterización precisa del yacimiento y simulación del mismo, es particularmente difícil de lograr en yacimientos naturalmente fracturados, debido a la complejidad inherente a la descripción del sistema de fracturas en la interacción con la matriz-fractura. En esta caracterización ayudaría mucho la interpretación en tiempo real de imágenes de pozo.
- ❖ En el futuro es predecible y conveniente, gracias a la evolución vertiginosa del *software* y *hardware*, que se integre la información sísmica con la información de los pozos en tiempo real, en la simulación de los yacimientos durante la perforación.

CAPÍTULO X. REGISTRO DURANTE EL NUCLEADO

X.1 INTRODUCCIÓN

La unión de las tecnologías de nucleado (tapones de pared) a través de cable y registros durante la perforación, proporciona dos conjuntos de datos vitales sin tener que sacrificar tiempo, o aumentar los riesgos asociados con largos periodos de tiempo en que el pozo está abierto sin circulación de lodo. Hasta ahora no era posible coleccionar continuamente núcleos de grandes diámetros y tomar datos de registros *in situ* de forma simultánea. La unión de estas dos técnicas, nos lleva a la nueva tecnología de Registros Durante el Nucleado (*Logging While Coring, LWC*), la cual tiene dos beneficios principales:

- 1) Reduce el tiempo requerido para obtener un registro después de que se ha terminado la perforación y la toma de núcleos dentro del agujero; y,
- 2) Realiza mediciones *in situ* usando registros LWD sobre el mismo intervalo de nucleado en un pozo en particular.

Este nuevo método se utiliza para realizar mediciones de formación de alta resolución de la porosidad y saturación de fluidos durante el corte de núcleos. El método se basa en un banco de sensores localizados en el interior del barril de núcleos, directamente por encima de la barrena. Los sensores permiten realizar mediciones que se toman a medida que el núcleo va entrando al barril y pasa por el arreglo de sensores. La geometría cilíndrica bien definida nos permite construir una imagen *cross-sectional* del núcleo (tomografía) con una alta resolución (escala de cm). El núcleo puede ser recuperado en superficie, o desechado y distribuido como recorte.

Adicionalmente, se tiene la tecnología de Nucleado Durante la Perforación (*Coring While Drilling, CWD*), que aunque pareciera que se refiere a la forma tradicional de toma de núcleos de pozo, difiere de esta en que no es necesario cambiar de una barrena tricónica a una nucleadora, ni sacar la sarta de perforación para recuperar el núcleo de roca.

X.2 ANTECEDENTES

Este es un método para obtener datos de propiedades geológicas de formaciones subterráneas o submarinas, durante las operaciones de nucleado. La conveniencia de tener un sistema que es capaz de medir en pozo propiedades de la formación y al mismo tiempo extrae núcleos de muestras geológicas ha sido ampliamente reconocida. Pero hasta ahora no ha sido posible coleccionar núcleos de gran diámetro de forma continua y tomar datos *in situ* de forma simultánea.



Los geólogos y geofísicos toman datos del subsuelo, con el fin de predecir la localización de hidrocarburos, tradicionalmente, esta información se reúne durante la fase exploratoria. Sin embargo, en años recientes la tecnología ha avanzado permitiendo la toma de datos geofísicos y geológicos mientras el pozo se está perforando. Estas mediciones durante la perforación, normalmente se realizan después de la extracción de núcleos en un pozo separado. Los datos de los registros, son correlacionados con las muestras de los núcleos, la precisión en la correlación depende del rendimiento de la recuperación del núcleo y la coincidencia entre las muestras y los datos. Existe una necesidad urgente en la industria de datos más precisos de las propiedades de la formación como las proporcionadas por la correlación entre núcleos con conjuntos de datos de pozo.

Sistemas conocidos (por ejemplo LWD), emplean una serie de tuberías, denominados tubería de perforación y *collars*, para perforar el pozo en la formación. El extremo inferior de la sarta de perforación, llamado ensamble de fondo de pozo (BHA), contiene un mecanismo de corte (barrena) que se encuentra de forma concéntrica. Una lastrabarrena, colocada cerca de la barrena, incluye sensores de varias propiedades de la formación, lo que se conoce como herramienta LWD.

Cuando se requiere una muestra de la formación, un dispositivo de nucleado es colocado dentro de la sarta de perforación y asegurado en el extremo inferior. Al reanudar la perforación y/o bombear el fluido hacia la sarta de perforación, se efectúa el proceso de nucleado. El dispositivo de nucleado es recuperado por un mecanismo para sujetarlo a través de cable.

La recuperación continua de núcleos a través de cable; por ejemplo, es normal en casi todos los pozos perforados a través de Programas de Perforación en el Océano (ODP, *Ocean Drilling Program*). Sin embargo, en la industria petrolera los programas de nucleado, normalmente se limitan a intervalos clave debido al tiempo y costo que conllevan. Los pozos perforados en ODP a más de 2000 m de profundidad sin una tubería de elevación (*riser*) en aguas semiprofundas y profundas que van de los 500 m a los 6,000 m. El agua de mar es empleada a altas presiones, para limpiar el agujero de recortes. Las herramientas de registros a través de cable convencionales, sólo son desplegadas si las condiciones del pozo son buenas; en casos donde se esperan dificultades, las tecnologías LWD son empleadas en otro pozo muy cercano al pozo donde se toman los núcleos. Un registro durante la perforación, muchas veces es la única alternativa para tomar datos *in situ* en ambientes difíciles de perforación.

Con el fin de obtener datos durante la perforación y una buena correlación con los núcleos tomados, las antiguas tecnologías requerían de la construcción de dos pozos, el primero para coleccionar datos de muestras de núcleos, el ensamble de nucleado de fondo de pozo es usado para que de forma simultánea se perfore el pozo y se tomen muestras de una columna de núcleos. El segundo pozo, espaciado lateralmente del primer pozo es perforado con un ensamble de fondo de pozo LWD tradicional. Las herramientas LWD miden las propiedades de

la formación del agujero, que en teoría, se supone que se correlacionarán de forma adecuada con los núcleos tomados previamente.

Esta tecnología muestra dos desventajas principales, este método consume mucho tiempo, ya que es necesario perforar dos pozos: el primero para obtener núcleos, y el segundo para obtener datos durante la perforación. El tiempo requerido para reposicionar la sarta de perforación en el ensamble LWD y en perforar el segundo pozo, aumenta los costos operacionales totales y el tiempo de duración en la operación de nucleado y registro.

La segunda desventaja, es el posible efecto perjudicial sobre la correlación de los datos. La correlación de datos de núcleos con datos de las propiedades de la formación, asume que los datos y las muestras son tomados del mismo pozo. Cuando los registros y los núcleos son tomados de diferentes pozos que están localizados a cierta distancia uno de otro, la capacidad para correlacionar los registros con los datos para obtener resultados precisos puede verse adversamente afectada.

X.3 PRINCIPIO DE OBTENCIÓN

Actualmente, se está proponiendo una nueva tecnología llamada Registro Durante el Nucleado (*logging while coring*), el principal objetivo de esta tecnología, es reducir el tiempo requerido para correr un registro después de que la perforación y el nucleado han sido terminados en el pozo. Otro objetivo de dicha tecnología, es realizar mediciones usando LWD sobre el mismo intervalo de nucleado en un pozo en particular. Fusionando las tecnologías de toma de núcleos a través de cable y la toma de datos en tiempo real, proporcionan dos conjuntos de datos vitales sin sacrificar tiempo o riesgos adicionales asociados con los tiempos tomados para abrir los agujeros.

La tecnología se refiere principalmente a un dispositivo rotario de nucleado situado en el pozo colocado en la sarta de perforación en la sección del cabezal, una lastrabarrena y un barril de núcleos, teniendo herramientas LWD colocadas en el *drill collar*. El dispositivo de nucleado es usado para obtener muestras de la formación. La herramienta combina un dispositivo de nucleado de pozo, con un *collar* para tomar mediciones LWD.

El dispositivo de nucleado tiene un barril de núcleos con una barrena nucleadora colocada en el extremo inferior, la cual corta un agujero anular en la formación. El pilar de roca resultante, entra en el barril de núcleos y es colocado en su lugar por un receptor de núcleos.

Las mediciones de las propiedades de la formación, son realizadas mientras se lleva a cabo el proceso de nucleado. Los sensores de propiedades de la formación funcionan mediante una batería interna contenida en la lastrabarrena. Los datos de las propiedades de la formación son

guardados en un dispositivo de memoria, como una Memoria de Acceso Aleatorio (RAM) y/o comunicados por un sistema de transmisión de datos.

El propósito de esta herramienta es proponer una solución a los problemas mencionados anteriormente, uno de los objetivos es procurar que el *collar* permita que el barril de núcleos pase a través de él y que sea capaz de realizar mediciones en tiempo real.

Un esquema del diseño del sistema de registros durante el nucleado (LWC) se muestra en la figura X.1. Para hacer realidad este concepto, se seleccionó un barril de núcleos existente y se ajustó a una herramienta de resistividad frente a la barrena de *Schlumberger (RAB-8™).

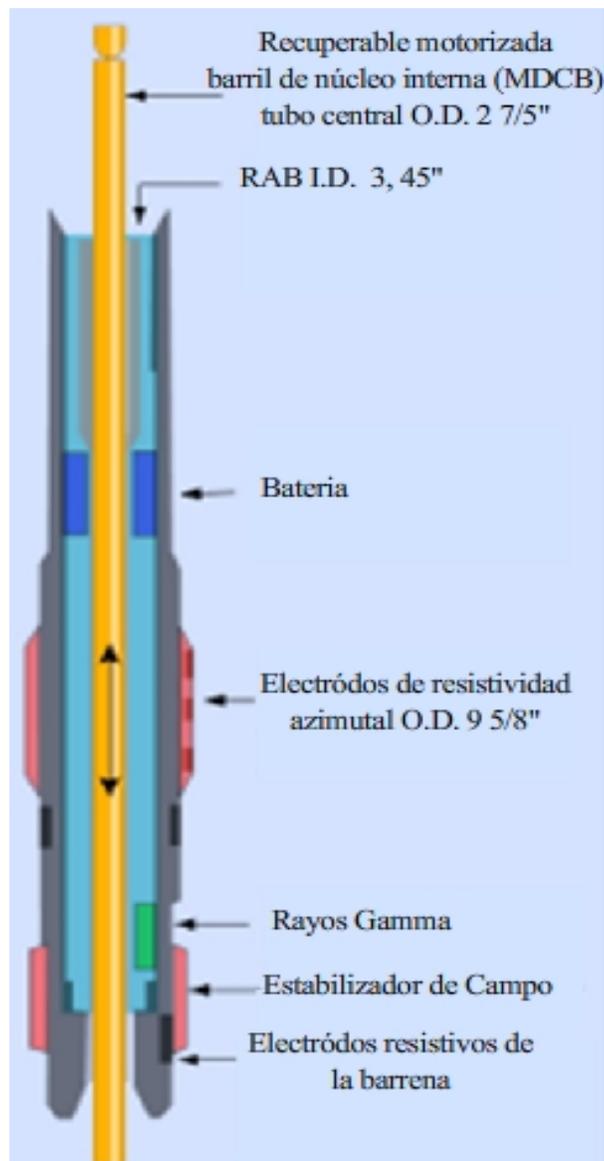


Figura X.1 Sistema de resistividad durante el nucleado. (Goldberg, et al, 2007)

Esta tecnología tiene las características que se presentan a continuación:

- ✦ El ensamble de pozo para desarrollar operaciones de registros durante el nucleado incluyen una barrena de núcleos colocada en el extremo distal del ensamble, y un barril de núcleos es acoplado a la barrena de núcleos, el ensamble también contiene un *collar* con una superficie interior y una superficie exterior y por lo menos un sensor de registro. La superficie interior del *collar*, permite a la superficie exterior de barril de núcleos, pasar a través de ella.
- ✦ El ensamble de fondo de pozo también incluye herramientas LWD, receptor de núcleos, uno o más dispositivos de vibración (sacudir), uno o más estabilizadores, una batería de alimentación (por lo menos uno de los sensores de registros).
- ✦ El método incluye ensamble de fondo de pozo, núcleos del agujero y mediciones recibidas de una o más herramientas de registro.
- ✦ Las mediciones pueden ser transmitidas por un dispositivo de transmisión de los datos o pueden ser guardadas en un dispositivo de memoria de almacenamiento.
- ✦ El método incluye la perforación para tomar el núcleo, capturar el núcleo a través de la barrena de nucleado y la activación de por lo menos un sensor de registro. Cada sensor de registro mide una o más propiedades de la formación, se deben recibir mediciones de los sensores de por lo menos un sensor de registro.

La figura X.2 muestra un ensamble de pozo LWD (mostrado por el número 100), este ensamble incluye una barrena (110), una sub-barrena (120), una sección de mediciones durante la perforación (130), un sub-ensamble inferior LWD (140), una sección de una turbina mecánica giratoria (150), y un sub-ensamble superior LWD (160).

La barrena (110) se compone de tres cabezas rotarias que perforan la roca cuando se aplica una fuerza al ensamble de pozo LWD (100). La sub-barrena (120) es una tubería del sub-ensamble que acopla la barrena (110) al resto del ensamble de pozo LWD (100).

La sección de mediciones durante la perforación (MWD, 130), realiza mediciones como presión y el peso en la barrena. El ensamble inferior LWD (140), realiza registros de pozo, como resistividad somera, resistividad media, resistividad profunda, resistividad del pozo y rayos gamma. La turbina mecánica rotaria (150), incluye un motor hidráulico de turbina, magnetos y antenas.

El ensamble LWD superior (160), toma los registros de pozo, incluye un sensor de neutrones lejano, un sensor de neutrones cercano y una fuente de neutrones, además incluye un sensor de densidad largo, uno de densidad corta, una fuente de densidad y un sensor ultrasónico.

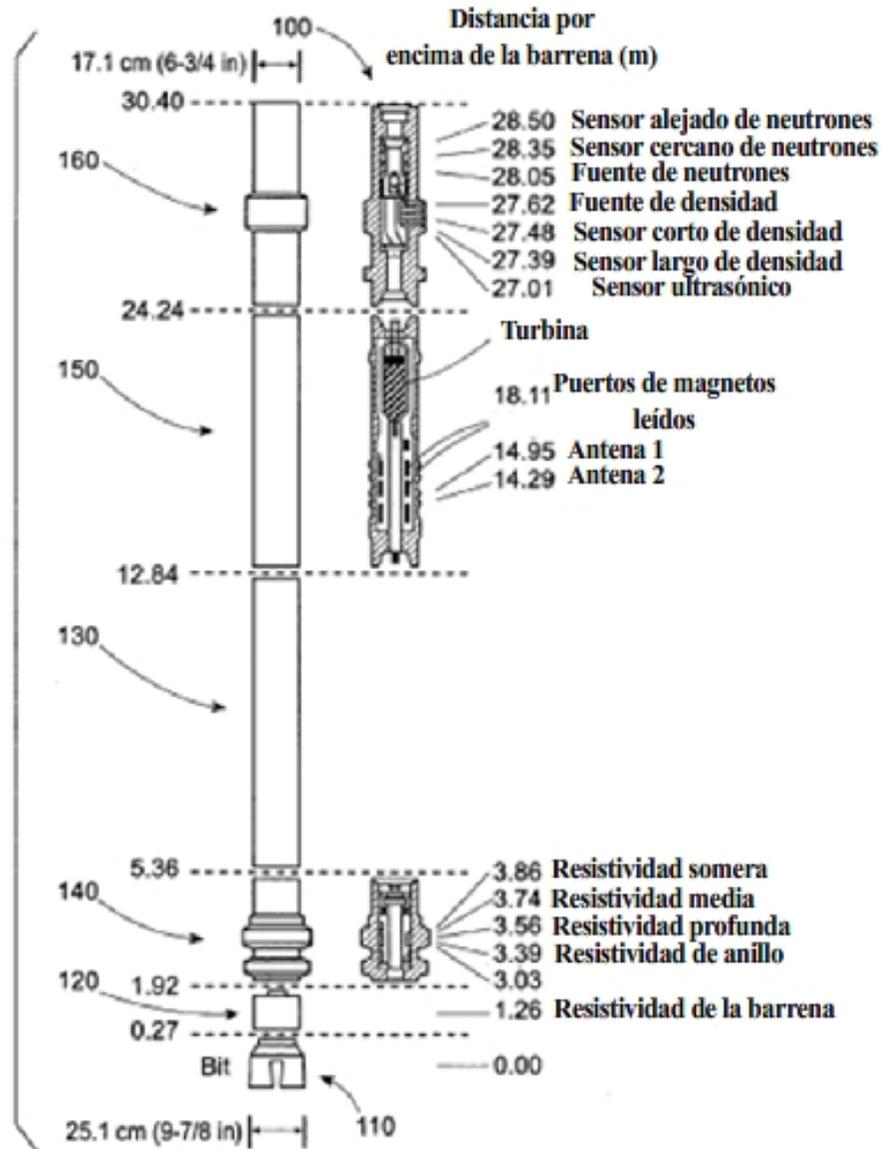


Figura X.2. Esquema de la tecnología LWD, (Goldberg, D.S., et al, 2007).

La figura X.3 ilustra una herramienta de la presente tecnología LWC, el sistema de registros durante el nucleado (200), está colocado en el extremo distal de la sarta de perforación (no mostrada) y es colocado dentro del pozo para realizar operaciones de perforación, nucleado y registro. Este sistema incluye un collar de núcleo (210), un barril de recuperación de núcleos

(220), una batería (230), un electrodo de resistividad de anillo (270), un detector acimutal de rayos gamma (280), un estabilizador de campo reemplazable (290), y una barrena con electrodos de resistividad (295). El sistema de pozo LWC (200), también incluye un electrodo azimutal de resistividad somero (240), un electrodo azimutal de resistividad medio (250) y un electrodo azimutal de resistividad profundo (260).

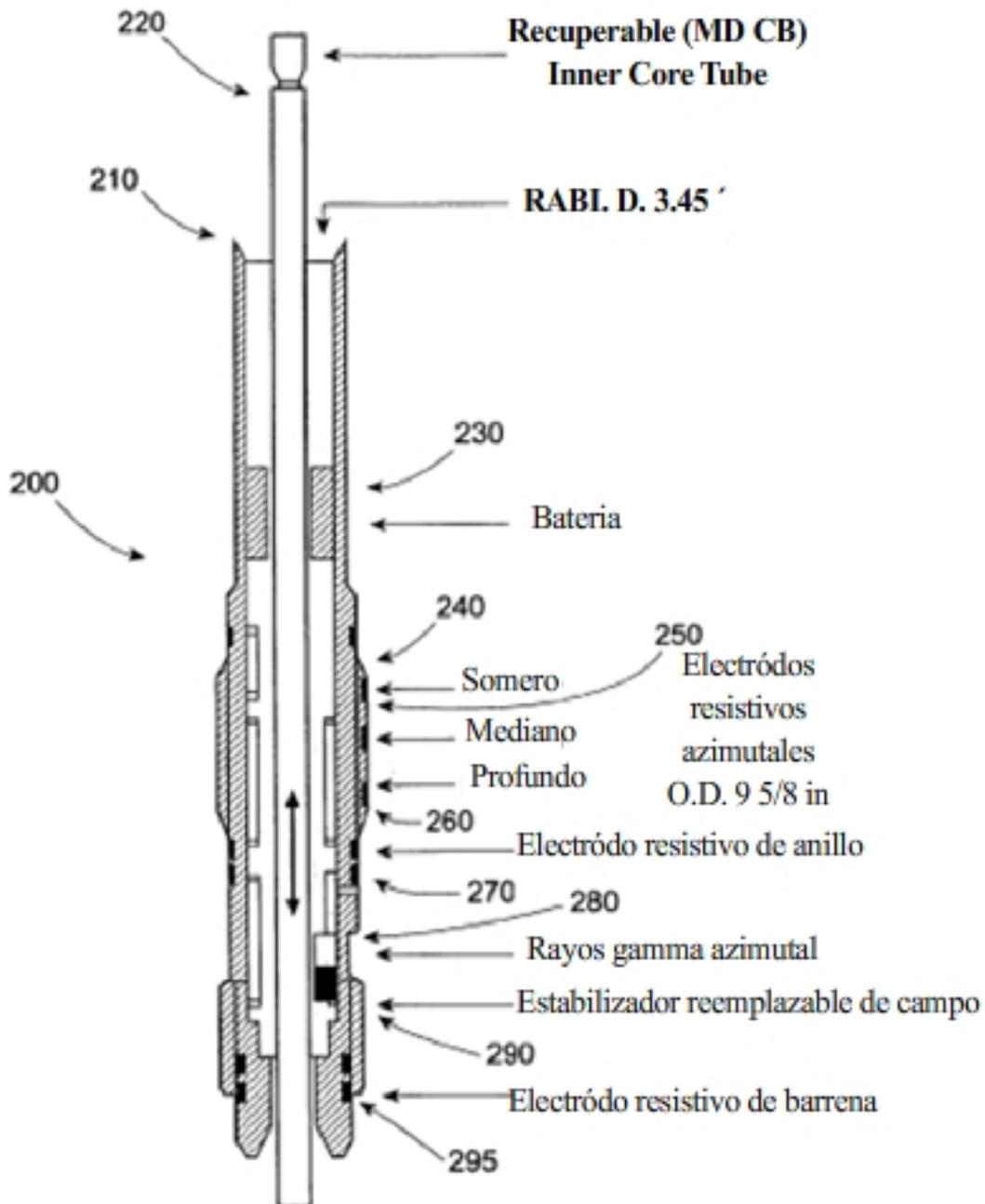


Figura X.3. Ilustración de un ensamblaje de fondo de pozo LWC. (Goldberg, D.S., et al, 2007)



X.4 VENTAJAS DE LOS REGISTROS DURANTE EL NUCLEADO

Las mediciones de los registros a través de cable proporcionan datos valiosos de pozo. Estas mediciones se basan en fuentes que transmiten las señales directas a través de la formación y son detectadas por sensores en superficie. El radiactividad inducida en la roca del yacimiento es interpretado en términos de las propiedades de la formación. La geometría de estas mediciones introduce ciertas limitaciones inherentes, la rugosidad del agujero y la invasión del lodo filtrado, pueden influir en las mediciones de forma significativa. El volumen de roca investigado es impactado por la señal, las propiedades del volumen de roca y la invasión filtrada. Para alejarse de la zona invadida, los detectores y las fuentes deben estar colocados lo suficientemente lejos para incrementar la profundidad de investigación de la herramienta, lo cual lleva a una pérdida en la resolución vertical.

Para superar algunas de las limitaciones de las mediciones a través de cable se ha buscado una metodología para realizar mediciones totalmente diferentes, en lugar de confiar en mediciones *wireline*, se propone realizar mediciones a través de volúmenes de roca definidos en el pozo. Las fuentes y detectores colocados en un anillo detrás de la barrena, son usados para realizar mediciones de una sección cilíndrica de roca. Estas mediciones pueden repetirse a una nueva tasa deseada, a medida que los núcleos de roca se toman, estos se mueven más allá del arreglo de sensores para obtener imágenes tridimensionales de la roca. Hay muchas ventajas clave para realizar las mediciones de esta forma:

1. A través de las mediciones mejora de forma significativa la relación señal/ruido y en algunos casos (por ejemplo las mediciones nucleares) contienen información que no pueden estar disponibles si se utilizan mediciones de dispersión radiactiva.
2. La geometría cilíndrica bien definida nos permite interpretar las mediciones de forma mucho más fiable que si la geometría fuera desconocida o pobremente definida.
3. Los efectos por la rugosidad del pozo es eliminada.
4. La invasión de los fluidos filtrados puede ser mapeada y proporciona información adicional acerca de la permeabilidad de la roca. La saturación de los fluidos en las zonas invadidas y las no invadidas de la roca pueden ser determinadas.
5. Debido a que las mediciones se hacen directamente detrás de la barrena, los datos pueden ser usados en tiempo real para la geonavegación.
6. La resolución de las mediciones (cm), lateralmente y verticalmente, es de 1 a 2 órdenes de magnitud mejor que las mediciones a través de cable o las mediciones MWD.
7. Si se desea, los núcleos pueden ser recuperados en superficie para un análisis más detallado.

Esta metodología puede ser aplicada a técnicas de mediciones eléctricas, acústicas, nucleares, entre otras técnicas usadas en los registros de pozo actuales.

CAPÍTULO XI. SENSORES PERMANENTES EN POZO

XI.1 INTRODUCCIÓN

El monitoreo de los yacimientos requiere el uso de sistemas confiables para la adquisición de datos en el fondo del pozo. Los productos basados en ingeniería de alta confiabilidad y pruebas de errores y fallas, resultan esenciales para la construcción de sistemas de monitoreo permanente durables, y son responsables de un impresionante historial de sensores de instalación permanente en pozos en el mundo entero. Estos sensores suministran los datos necesarios, tanto para resolver problemas inmediatos en la terminación del pozo, como para las etapas de producción y caracterización del yacimiento a mediano y largo plazo.

Nada dura eternamente. Para el ser humano, "para siempre" significa la duración de su vida, lo cual puede variar en gran medida de un individuo a otro. La "permanencia" de los objetos inanimados también varía en tiempo y en importancia. Por ejemplo, los satélites de comunicaciones comerciales son costosos, difíciles de instalar y, por lo general, resultan inaccesibles para reparar, por lo cual es importante que funcionen correctamente durante un tiempo prolongado. Si bien las válvulas de reemplazo y los marcapasos que se colocan en los corazones humanos se pueden substituir o reparar, esto significa un riesgo considerable para el paciente. Los equipos enviados a las estaciones remotas de investigación instaladas en la Antártida deberían soportar las condiciones extremas a las que estarán sometidos. Los edificios, los puentes y los monumentos también son construidos para perdurar, si bien su vida útil es finita. Las terminaciones inteligentes de pozos, que combinan el monitoreo y el control de la producción, son cada vez más habituales, y requieren el uso de sensores de fondo y válvulas de control de flujo sumamente confiables.

Los equipos instalados en el fondo de los pozos petroleros también deben soportar la prueba del tiempo, además de las condiciones de alta temperatura y presión, así como corrosión. La vida productiva de un pozo de aceite o de gas puede ser de unos 10 años o más, de manera que los equipos de monitoreo permanente deben durar por lo menos ese lapso para satisfacer las expectativas de los operadores. Debido a que resulta poco práctico realizar pruebas de equipos de tan larga duración, los responsables de desarrollar los sistemas de monitoreo permanente se basan fundamentalmente en la ingeniería de alta confiabilidad y en las pruebas de fallas. Como resultado se ha logrado un historial de confiabilidad en las instalaciones de monitoreo permanente en el mundo entero.

Los sensores permanentes en pozo, también reciben el nombre de mediciones de lapso de tiempo (*time lapse*) o registros 4D.



XI.2 ANTECEDENTES

Desde el punto de vista de la confiabilidad, los sensores instalados en forma permanente en el fondo de los pozos de petróleo y de gas son similares a los satélites de comunicaciones comerciales. Cada sistema debe funcionar durante un tiempo considerable bajo condiciones ambientales muy adversas. Una vez instalados, habitualmente los dispositivos no se reparan, ni se reemplazan o se recuperan. Es probable que algunas de sus partes no regresen nunca a la superficie para ser sometidas a un análisis de laboratorio y tratar de averiguar el origen de la falla; por otra parte, resulta difícil determinar qué falló sin poder extraer y examinar el dispositivo que tuvo problemas en su funcionamiento.

Frente a estos desafíos, por lo general, se incluyen componentes redundantes con la esperanza de que si una parte falla, su duplicado pueda funcionar. Si se utilizan en forma adecuada, los diseños redundantes pueden incrementar el grado de confiabilidad en forma considerable. No obstante, tanto en los sensores de fondo de pozo como en los satélites, los componentes de repuesto ocupan un valioso espacio que, de por sí, resulta limitado y consumen demasiada energía. La especificación de los componentes de repuesto debe tender a evitar los tipos de falla habituales. Por ejemplo, si se sabe que un determinado componente es proclive a fallar en un determinado ambiente, su repuesto debería estar construido con otro material, de manera que el nuevo no falle bajo las mismas condiciones.

Además de fabricar equipos de fondo de instalación permanente de larga duración, los ingenieros y los diseñadores trabajan en forma conjunta para hacer frente a las complejidades de la instalación de los equipos, la transmisión de los datos a la superficie y de las condiciones en la locación del pozo. Para garantizar la confiabilidad resulta esencial contar con ingenieros de campo competentes y equipos resistentes. Por ejemplo, es muy difícil mantener un alto nivel de destreza manual por espacio de varias horas bajo una tormenta helada o un viento intenso. En la instalación de un sistema de monitoreo, es importante que los operarios de campo cuenten con las herramientas adecuadas, que garanticen la consistencia de la operación, en especial cuando se encuentran en sitios remotos.

Si se logra simplificar al máximo el proceso de instalación, también se aumenta la probabilidad del éxito de la operación. Las fallas tempranas en los sistemas de monitoreo permanente disminuyen cuando un grupo de trabajo bien entrenado realiza la instalación con herramientas que conoce a la perfección. Los operadores han utilizado las sondas de presión de instalación permanente en el fondo del pozo desde la década de los 60s. La amplia experiencia adquirida en la materia se traduce en la última generación de sensores, de los que ya se dispone de datos de confiabilidad resultantes de estudios estadísticos. Hoy en día existen miles de sensores instalados en todo el mundo (figura XI.1). A comienzos de la década del 90 se desarrolló una nueva generación de sensores más confiables, con lo cual se produjo un aumento significativo en el número de instalaciones realizadas.

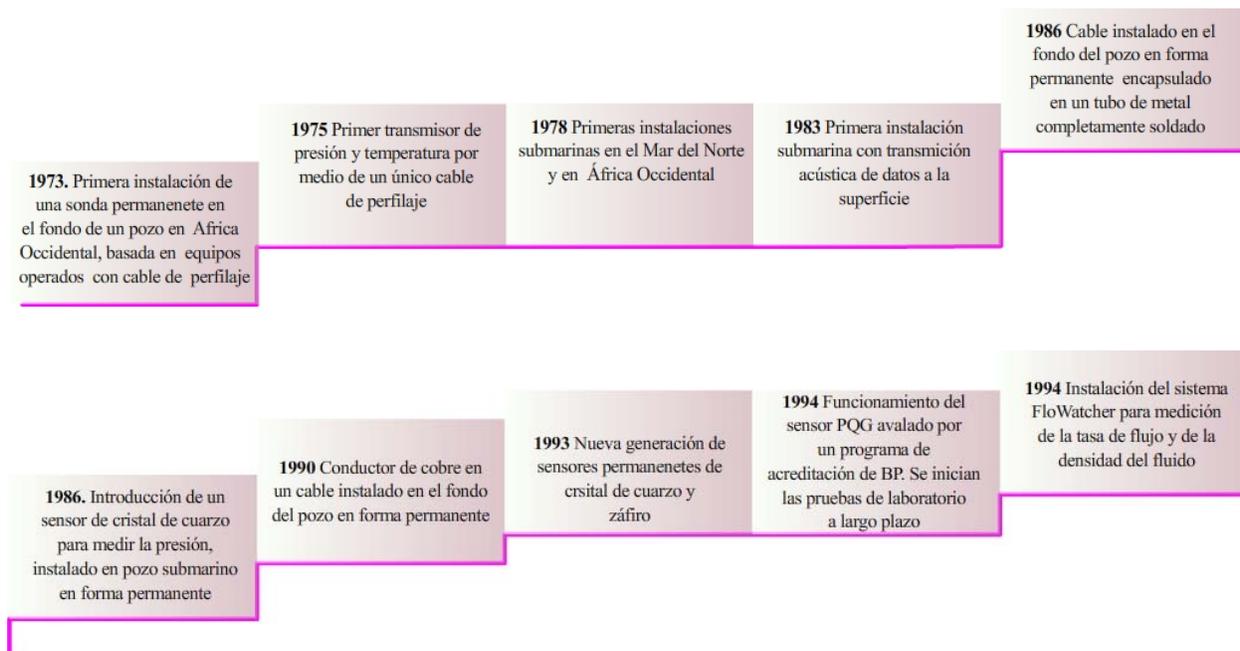


Figura XI.1. Hitos marcados por *Schlumberger en el desarrollo del monitoreo permanente. En esta línea cronológica se muestra cualitativamente el aumento progresivo del grado de confiabilidad; es decir, el suministro confiable de mediciones de alta calidad de los sensores de instalación permanente. (Eck, 2000)

XI.3 INFALIBILIDAD

Básicamente, una sonda de instalación permanente en el fondo del pozo consta de sensores para medir la presión y la temperatura, componentes electrónicos y un protector (figura XI.2).

La sonda se mantiene en la posición correcta mediante un mandril ubicado en la tubería de producción. Por otra parte, un cable corre dentro de un tubo metálico protector y se encuentra sujeto a la tubería. Este cable conecta la sonda con el cabezal del pozo y luego con los equipos de superficie; como por ejemplo una computadora o un sistema de control. Si se tiene en cuenta que la adquisición y la transmisión de datos de buena calidad dependen del correcto funcionamiento de cada una de sus partes, estos sistemas son sólo tan confiables como lo sea el más débil de sus componentes.

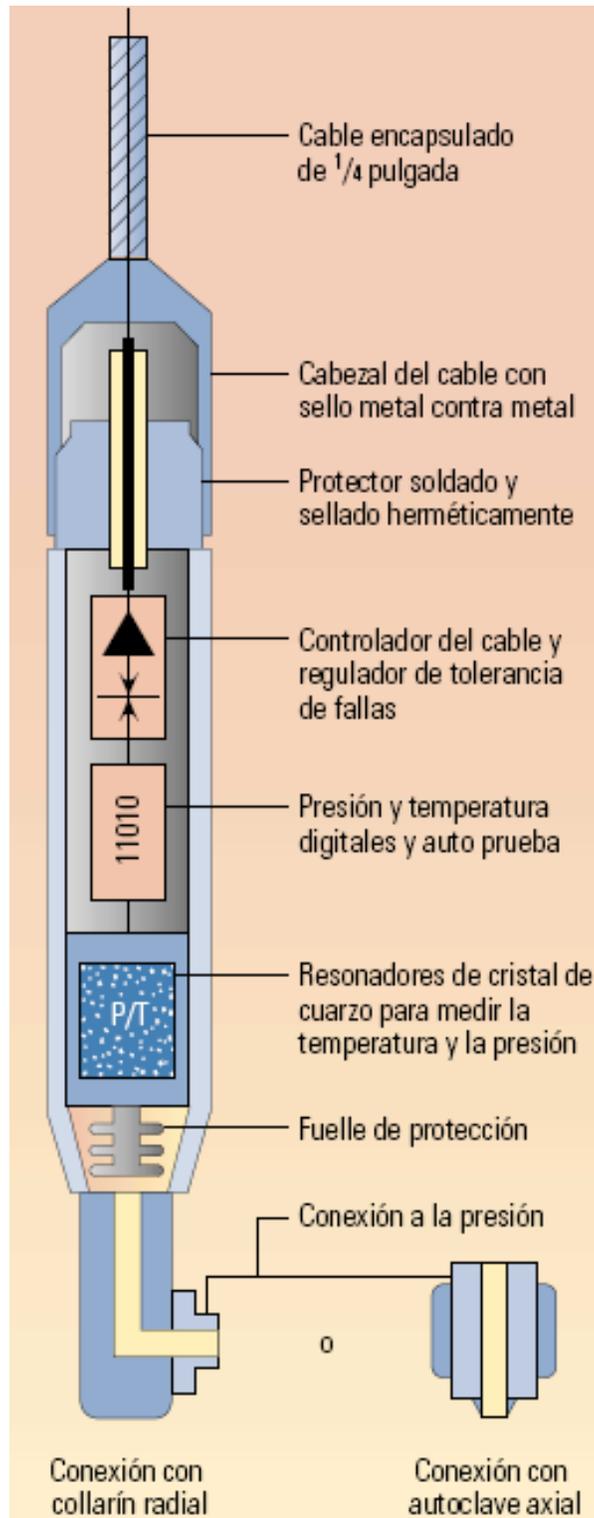


Figura XI.1. Sonda de presión instalada en el fondo del pozo en forma permanente. Esta sonda de cuarzo de instalación permanente (PQG, por sus siglas en Inglés) mide presión y temperatura utilizando resonadores de cristal de cuarzo. (Eck, 2000)

Un sistema completo de monitoreo y comunicación, como el sistema *WellWatcher, maneja diversos sensores, que incluyen un sensor *FloWatcher para medir el gasto y la densidad del fluido, un sensor *PumpWatcher que monitorea una bomba electrosumergible y una sonda *PressureWatch que mide la presión y la temperatura (figura XI.3).

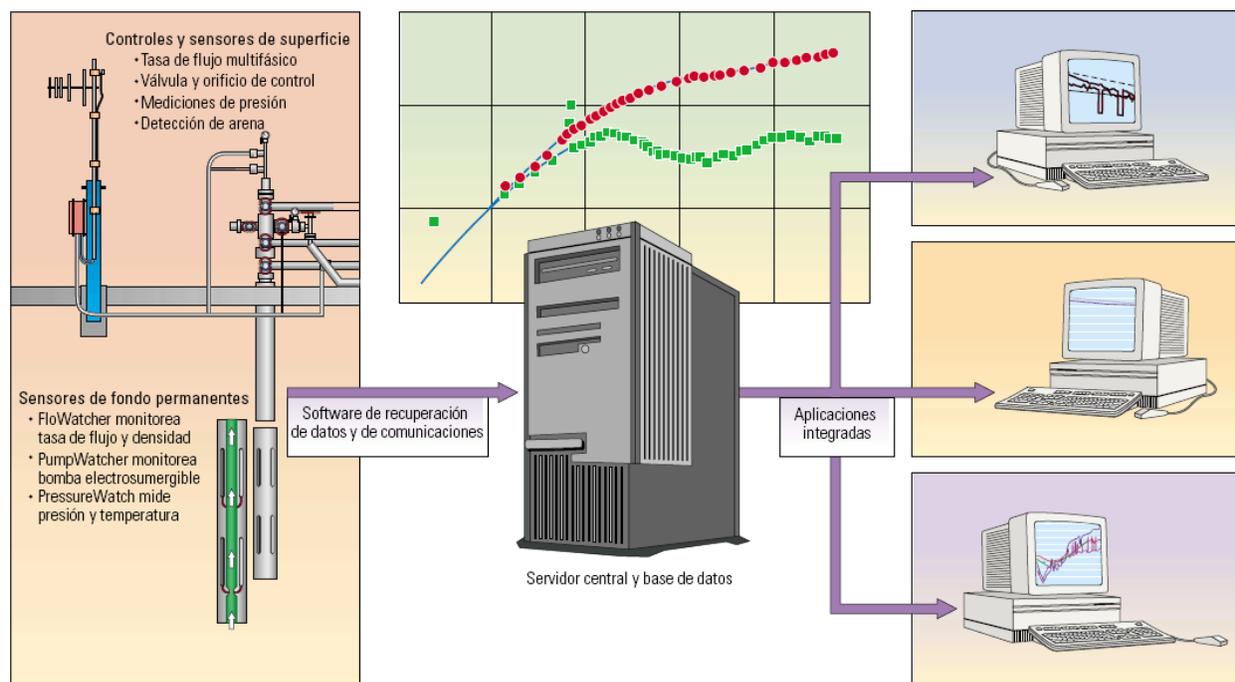


Figura XI.2. Sistema completo de monitoreo permanente para medir la presión, la temperatura, la tasa de flujo y la densidad del fluido en el fondo del pozo. Los sensores de superficie miden el gasto y la presión. Un sistema de recuperación de datos y comunicaciones facilita la transferencia de los datos a las oficinas del usuario. (Eck, 2000)

Los sensores instalados en la superficie miden la tasa de flujo multifásico, la presión y detectan la producción de arena. Además de los controles de superficie por medio de válvulas y orificios de control, se utiliza una computadora donde se envían todos los datos almacenados en el pozo o transmitidos a las oficinas centrales (figura XI.4).

Los sistemas de fondo de instalación permanente deben ser seguros a lo largo de toda su vida útil; deben ser confiables y estables. El término "infallibilidad" puede tener distintos significados según el contexto en que se encuentre, pero en este trabajo se utiliza para referirse a una combinación de confiabilidad y estabilidad. Dentro de este contexto, la "confiabilidad" se refiere a la instalación correcta de los sensores y al consiguiente suministro de datos provenientes de los mismos. Se puede definir como la probabilidad de que el sensor funcionará según lo especificado y sin fallas durante un tiempo preestablecido, bajo las condiciones ambientales requeridas.

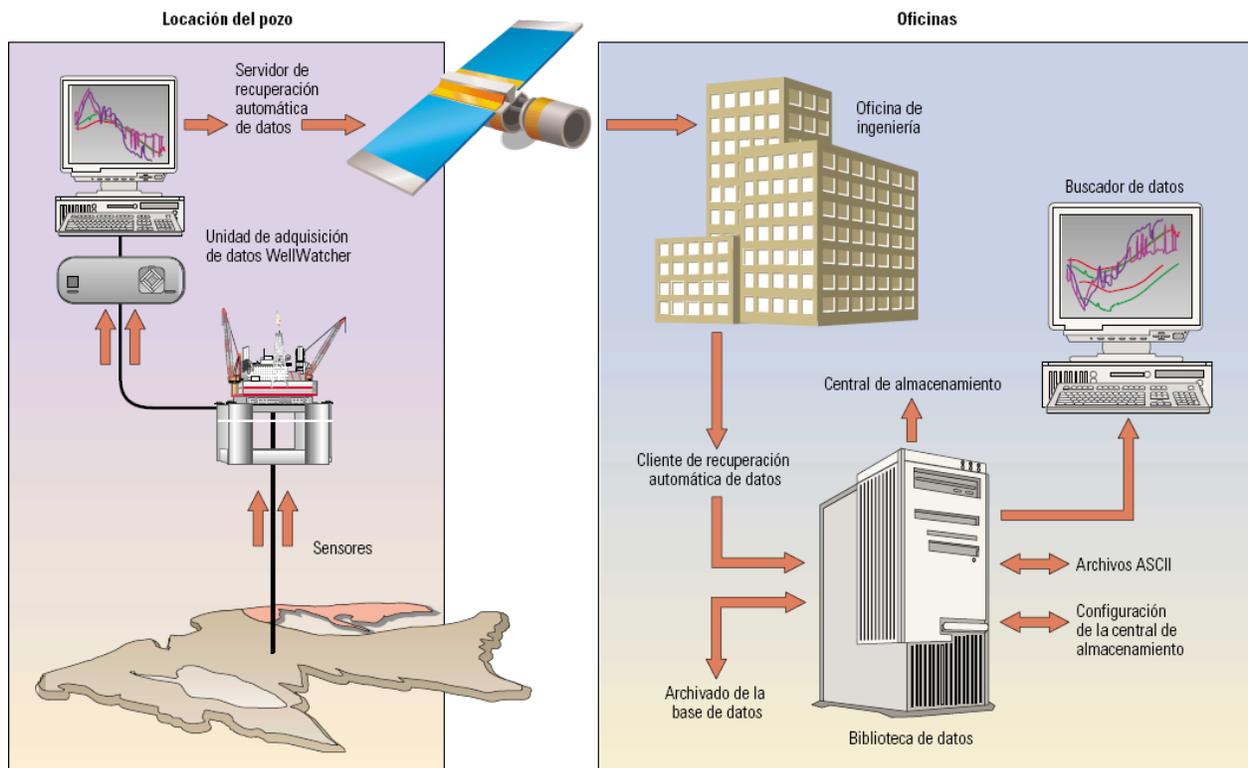


Figura XI.3. Flujo de datos. Las mediciones se transmiten desde el dispositivo instalado en el fondo del pozo hasta la superficie mediante el cable. La unidad de adquisición de datos en la superficie puede enviar datos por medio del satélite a las oficinas de ingeniería, donde se almacenan los datos en una biblioteca para facilitar el acceso a los mismos. (Eck, 2000)

La "estabilidad" se refiere a las mediciones reales. Las mediciones obtenidas con sensores inestables o con deriva excesiva pueden causar más problemas al operador de un campo petrolero que la falla completa del dispositivo. Es importante saber si la variación gradual de una medición en el transcurso del tiempo indica un cambio real en el yacimiento o simplemente refleja un efecto de la deriva en la sonda de medición.

Para garantizar que se cuenta con un producto seguro, resulta esencial mantener un estricto control de calidad a lo largo de la totalidad del proceso de ingeniería. La calidad es el grado en el cual el producto se ajusta a las especificaciones. Para poder alcanzar realmente un grado de confiabilidad y estabilidad de primer nivel se deben cumplir ciertas pautas: desarrollo sistemático del producto y pruebas de calificación; uso de componentes de óptima calidad y de métodos de diseño de eficacia comprobada; auditorías estrictas y control de los componentes genéricos; análisis de fallas y consultas con colegas de ámbitos industriales, y académicos. No se puede probar la confiabilidad y la estabilidad de un producto una vez que éste ha sido construido, por lo cual se deben tener en cuenta a lo largo de la totalidad del proceso, desde el momento del diseño y la producción hasta su instalación.

XI.4 DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA

En el transcurso de los últimos 10 años *Schlumberger ha logrado perfeccionar la infalibilidad de sus sistemas de monitoreo de instalación permanente, introduciendo mejoras en los procesos de ingeniería, de pruebas, en el diseño de los sistemas, en el análisis de riesgos, en el entrenamiento del personal y los procedimientos de instalación (figura XI.5).

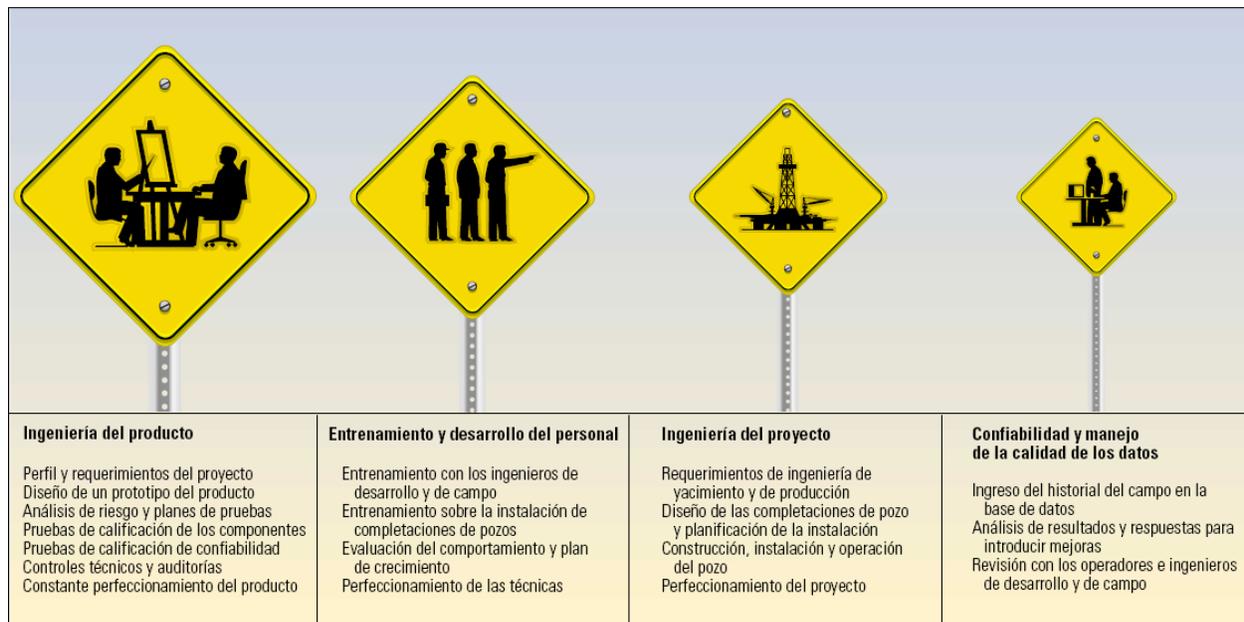


Figura XI.4. Desarrollo de un sistema de monitoreo permanente. Desde el perfil inicial del proyecto hasta el análisis de las fallas, la colaboración entre los ingenieros, el personal de campo y los operadores permite mejorar los sistemas de monitoreo permanente en forma continua. (Eck, 2000)

El desarrollo de los sensores de instalación permanente sigue una secuencia lógica de etapas de ingeniería, y la preocupación con respecto a la infalibilidad reviste fundamental importancia en cada una de estas etapas. La etapa de ingeniería comienza con el desarrollo del perfil del proyecto, o bien con una descripción verbal de un concepto técnico que sirve como marco de referencia. El perfil del proyecto define la función de cada componente y las condiciones ambientales que deberán enfrentar a lo largo de la vida esperada. Todos los componentes del sistema son sometidos a distintos controles y calificados para soportar las condiciones previstas. Se realizan pruebas de destrucción acelerada que los ponen bajo condiciones mucho más extremas que las esperadas a lo largo de su vida, como impactos y vibraciones mecánicas más fuertes y temperaturas y presiones más elevadas que las que se encuentran en el fondo del pozo. Este tipo de pruebas permite determinar las causas de las fallas y los modos de las mismas. Mediante pruebas del sistema a largo plazo, los ingenieros pueden convalidar los modelos de confiabilidad y cuantificar la estabilidad de las mediciones.



Una desventaja que presentan las pruebas de destrucción acelerada es que las fallas pueden ocurrir simplemente debido a una sobrecarga de tensiones de la prueba en cuestión, y podría no resultar un buen mecanismo de predicción del comportamiento real. Si bien resulta imposible probar todo, es importante probar la mayor cantidad de elementos posible para aumentar la confianza en que el producto funcionará según lo requerido en las operaciones comerciales.

Las experiencias de los ingenieros de campo constituyen un complemento de fundamental importancia en conjunto con las pruebas de laboratorio. Asimismo, se realizan pruebas de susceptibilidad a los impactos y vibraciones mecánicas, como los que se pueden producir durante el transporte y la instalación. Durante la etapa de diseño del sistema, los ingenieros garantizan que se establezca una interacción adecuada entre los componentes de la terminación. A través de la comunicación con los ingenieros a cargo de la terminación y los proveedores externos se ha logrado un mejoramiento continuo de las conexiones operadas por cable en el fondo y de la protección del sistema.

Tanto los expertos como los usuarios aportan ideas durante la etapa de desarrollo mientras los ingenieros realizan simulaciones y construyen maquetas. Con frecuencia se realizan revisiones del diseño, en las que se incluye al personal que trabaja en el campo. Las reglas del diseño están preparadas para atender la necesidad de reducir las presiones sobre los componentes, minimizar las conexiones externas y otros motivos de preocupación. Una vez que se ha construido el sistema y se encuentra listo para su instalación, un equipo especialmente entrenado revisa todos los detalles de los procedimientos de la instalación y los planes del proyecto con el personal involucrado en las operaciones y los contratistas externos.

El desempeño del personal a cargo de la instalación de campo reviste un papel fundamental en la confiabilidad del sistema, por lo cual se organizan programas formales de capacitación, tanto para los ingenieros de diseño del sistema como para los técnicos que se ocupan de las instalaciones de campo. Los ingenieros de diseño tratan de simplificar al máximo los requerimientos de la instalación, ya que existen diversos factores, tales como bajas temperaturas, ráfagas de viento y tiempos prolongados que pueden significar desafíos adicionales para el personal. Un diseño que permite una instalación rápida y fácil hace más llevadera la carga para el personal de campo, además de minimizar los riesgos y el tiempo de trabajo.

XI.5 FALLAS DURANTE LAS MEDICIONES

Cuando se produce una falla en un sensor de fondo de instalación permanente, los ingenieros analizan las circunstancias y muchas veces tratan de reproducir los modos de la falla en el centro de ingeniería o en otra instalación de prueba. Los mecanismos de las fallas no son

accidentales; en la mayoría de los casos existen causas subyacentes que se deben descubrir, como problemas en el diseño, fallas en los materiales o instalaciones incorrectas. *Schlumberger ha establecido una base de datos en línea para recolectar datos relativos a las instalaciones del sistema, incluyendo los detalles acerca de las condiciones ambientales, para poder identificar posibles patrones recurrentes en las fallas. Esta base de datos permite realizar un análisis estadístico de los datos por región, operador, condiciones ambientales y otros parámetros operacionales. A través de un minucioso análisis de la base de datos mundial se podrá aprender a partir de las diversas experiencias de campo, y concentrar los esfuerzos en las posibles áreas de mejora.

Desde 1987 hasta el presente, *Schlumberger ha controlado el funcionamiento de 712 instalaciones de sensores permanentes. El sistema más antiguo tiene más de 16 años y fue instalado unos años antes de la creación de la base de datos. En un análisis de 572 instalaciones de tecnología digital de última generación, realizado desde su introducción en marzo de 1994, como se muestra en la línea violeta de la figura XI.6, se indica que cerca del 90% de estos sistemas *PressureWatch de cuarzo y zafiro, todavía se encontraban en funcionamiento después de dos años y medio y más del 83% después de 4.5 años. La línea de tendencia de color lila comienza en 97% y disminuye un 3% por año, una tasa de falla más elevada que la de los datos reales. La fotografía muestra las instalaciones de producción del campo Baldpate, operado por la empresa Amerada Hess.

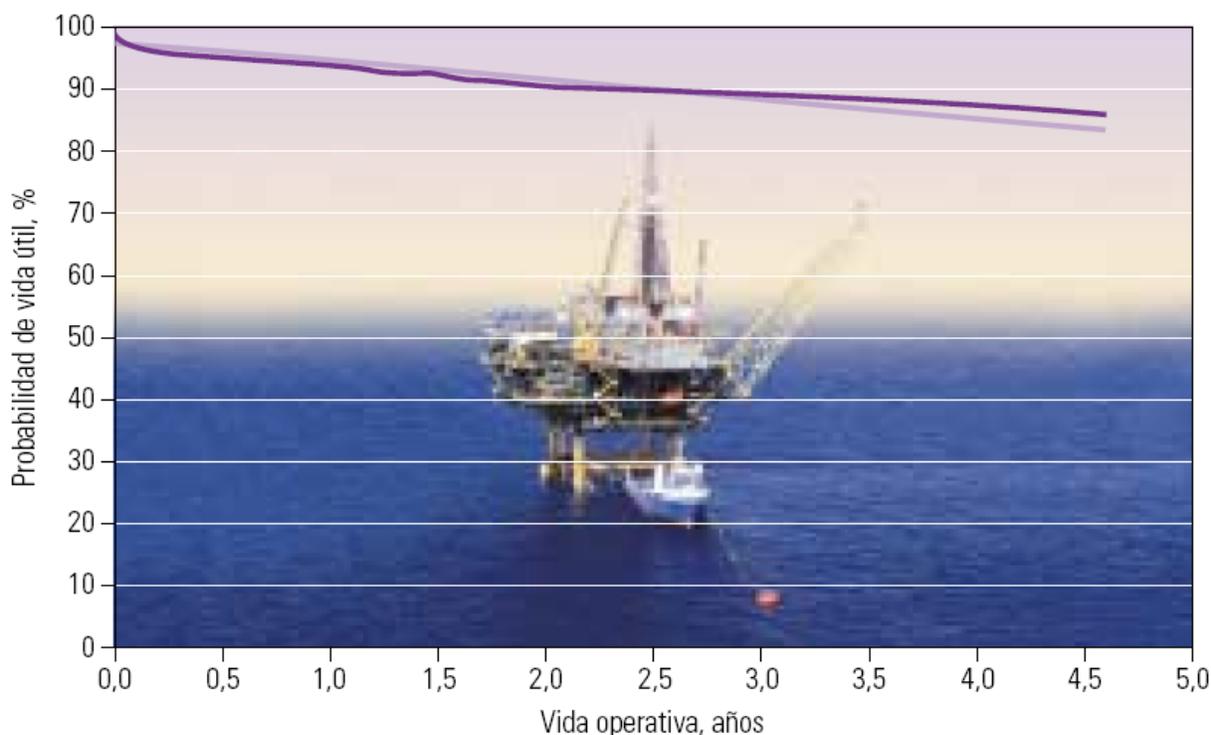


Figura XI.5. Vida operativa de los sensores de instalación permanente. (Eck, 2000)

Este análisis, basado en métodos introducidos por Møltoft, permite revelar los factores clave que ejercen influencia sobre la confiabilidad de los sistemas de monitoreo permanente (figura XI.7).

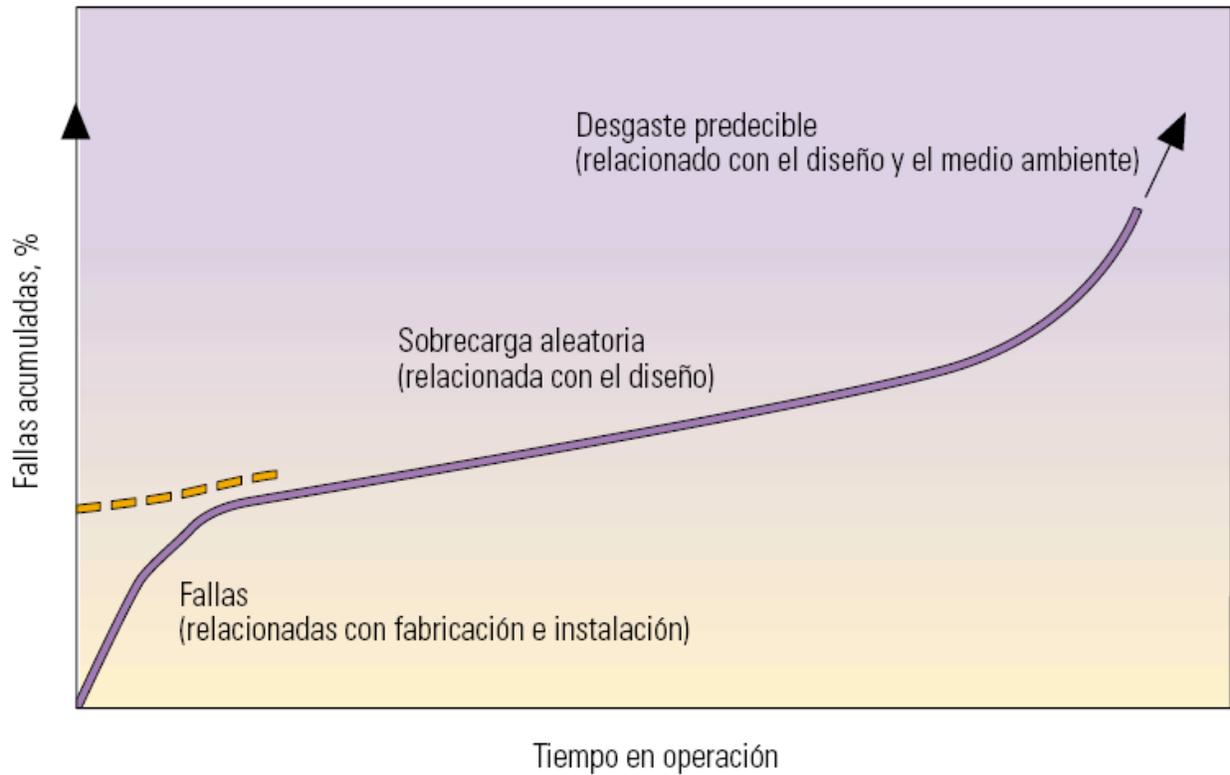


Figura XI.6. Caracterización del comportamiento y fallas de los sensores de instalación permanente en el tiempo. (Eck, 2000)

Hasta los sensores de instalación permanente más confiables pueden fallar y la causa de la falla es, con frecuencia, materia de especulación. Muchas de las fallas tempranas se originan en problemas relacionados con la producción o la instalación. En las etapas intermedias, las fallas ocurren en una proporción baja y relativamente constante, aparentemente debido a sobrecargas esporádicas. Después de varios años de servicio, las fallas pueden ocurrir por el envejecimiento de los componentes.

El método Møltoft considera el tiempo real de operación de un sistema en lugar de su tiempo calendario, lo cual constituye una ventaja importante cuando se estudian instalaciones de campo durante un período de tiempo prolongado. Este método ayuda a identificar las áreas que requieren mejoras dentro del diseño y la instalación del sistema. Las compañías operadoras han estudiado en forma independiente la confiabilidad de los sensores de instalación permanente. Los distintos fabricantes y operadores miden el comportamiento de acuerdo con sus propios estándares.

XI.6 USO DE LOS DATOS

Una vez que los equipos han sobrevivido al periodo de las pruebas y la instalación, los verdaderos desafíos comienzan cuando el sistema de monitoreo permanente se coloca en un pozo. Un sistema que toma una medición por cada segundo del día produce más de 31 millones de datos por año. Tanto los operadores como las compañías de servicios deben hacer frente al volumen de datos provenientes de los sistemas de monitoreo permanente, lo cual constituye un tema de frecuente preocupación.

Ciertos operadores han optado por tomar muestras de datos en momentos específicos, o bien cuando se produce una modificación en las mediciones que supera un límite predeterminado. Otros, en cambio, toman muestras de los datos a intervalos de tiempo mayores, como por ejemplo cada 30 segundos, con el fin de reducir el volumen de los datos. Una vez que llegan al usuario, los datos se aplican en dos problemas de producción generales: el drenaje de los yacimientos, y la productividad del pozo (tabla XI.1).

Los aspectos relativos al drenaje del yacimiento comprenden: monitoreo de la presión, mantenimiento de la presión, modelos de balance de materiales y de simulación dinámica de los yacimientos. Los temas relativos a la productividad de los pozos, como el daño y la permeabilidad, afectan a la ingeniería de producción.

Cuando se cierra un pozo para realizar tareas de mantenimiento, una sonda de presión suministra el equivalente a una prueba de recuperación de presión en menor escala. Los subsiguientes cierres del pozo les permiten a los ingenieros analizar la semejanza entre estas pruebas y aumentar la confianza en la selección de un modelo del yacimiento. Si todos los pozos de un campo se cierran, los sensores de fondo pueden medir la presión promedio del yacimiento. La presión promedio del yacimiento medida de esta forma constituye un componente clave de la tasa de declinación y las estimaciones de las reservas, además de un parámetro muy útil para las simulaciones del yacimiento. En los proyectos de inyección de fluidos, los sensores de presión de instalación permanente en el fondo del pozo pueden utilizarse para mantener mejor la presión, desplazar el petróleo, detener la subsidencia y desechar los fluidos.

A través del monitoreo continuo de la presión, los operadores pueden controlar el comportamiento del yacimiento mediante la inyección de fluidos para mantener las presiones del yacimiento por encima del punto de burbujeo y garantizar así la producción de petróleo, en lugar de gas. Los sensores de instalación permanente también ayudan a determinar la tasa óptima de producción cuando existe la posibilidad de producción de arena o conificación de agua a altas tasas de flujo.

| Drenaje del yacimiento | |
|---|---|
| Aplicación | Descripción |
| Monitoreo de presión | Relevamiento de la presión estática de fondo |
| Mantenimiento de presión | Futuros planes de desarrollo (represurización del yacimiento, instalaciones de inyección) |
| Interpretación y análisis de pruebas de pozo (recuperación de presión, fluencia, flujo a tasas múltiples e interferencia) | Límites del yacimiento, requerimientos acerca del espaciamiento de los pozos, comunicación de presión entre los pozos |
| Monitoreo de inyección de agua y gas | Evaluación del grado de soporte de presión por parte de los pozos inyectoros Evaluación del comportamiento del programa de inyección |
| Perfeccionamiento y validación del modelo del yacimiento | Base de datos histórica para ajuste histórico de la presión Herramienta de calibración para modelo de simulación |
| Adición o corroboración de otras mediciones de monitoreo del yacimiento | Corroboración de la información provista por las innovaciones técnicas, tales como los estudios sísmicos 4D, aplicación de la técnica de lapsos de tiempo a los registros de pozos |
| Actualización del modelo de balance de materiales | Ingreso de datos para actualización continua y perfeccionamiento del modelo de balance de materiales |
| Entrega en la locación del pozo | |
| Aplicación | Descripción |
| Interpretación y análisis de pruebas de pozo (recuperación de presión, fluencia, flujo a tasas múltiples e interferencia) | Factor de daño, permeabilidad y presión promedio del yacimiento |
| Ingeniería de producción | Datos de entrada para análisis NODAL Índice de productividad (IP) y variación a largo plazo de la medición del IP; generación de agua, correlación de la tasa de producción de arena y de gas en función de la presión |
|  | Estudio de la presión de fluencia en el fondo del pozo para determinar la tasa máxima de producción—presión de fluencia óptima por encima del punto de burbujeo para evitar la liberación de gas |
|  | Monitoreo en tiempo real de operaciones de fracturación y estimulación |
|  | Evaluación de los perfiles de inyección y de producción en todo el pozo |

Tabla XI.1. Aplicaciones típicas de los datos obtenidos con sensores instalados en forma permanente en el fondo del pozo. Estos datos se pueden utilizar para mejorar tanto el drenaje del yacimiento como la productividad del pozo. (Eck, 2000)

Los sensores de presión de fondo les permiten a los ingenieros distribuir la producción de pozos específicos. Si se conoce la presión de fondo, la presión en el cabezal del pozo y las propiedades generales de los fluidos producidos se puede realizar el cálculo de la tasa de flujo de un pozo y calibrar la misma con los datos del pozo.

Los campos satelitales en áreas marinas conectados a plataformas y campos de propiedad compartida resultan adecuados para esta aplicación de los sensores de presión de fondo. En los casos de levantamiento artificial por gas, los sensores de presión de fondo ayudan a determinar el comportamiento del sistema. Por ejemplo, un yacimiento de petróleo prolífico, no consolidado y de alta permeabilidad podría tener alta producción, pero la presión de fondo del pozo podría resultar inadecuada para producir el fluido hasta la superficie. Si se instala en el pozo una bomba electrosumergible o un sistema de levantamiento artificial por gas, el operador puede agregar un sensor de fondo para evaluar el comportamiento del sistema de levantamiento.

XI.7 PERSPECTIVAS EN EL MONITOREO DE YACIMIENTOS

El monitoreo permanente y vigilancia de los yacimientos y la producción, será cada vez más importante en el futuro. El monitoreo permanente de los yacimientos es vital para poder realizar terminaciones inteligentes, que constituyen un enfoque moderno para mejorar la recuperación de los yacimientos. En ese sentido, para poder operar en forma eficiente y provechosa las válvulas de control de flujo en el fondo del pozo, es necesario comprender la dinámica del yacimiento, por lo cual resulta esencial combinar los datos obtenidos en el fondo del pozo con el uso de las válvulas de control de flujo.

Hoy en día, el conocimiento del yacimiento proviene de analizar los datos de presión y de producción y, en algunos casos, los datos de los medidores de flujo del fondo. A partir de las investigaciones actuales y del desarrollo de los medidores de flujo se espera alcanzar mediciones precisas de las tasas de flujo como también de las propiedades de los fluidos multifásicos. Asimismo, los investigadores responden a los desafíos de obtener mediciones exactas de las tasas de flujo en pozos direccionales y horizontales.

Al mejorar el vínculo entre los sistemas de adquisición de datos y los operadores se facilita la transmisión de datos en tiempo real y el despliegue de los mismos. El monitoreo permanente les permite a los ingenieros formarse una idea del yacimiento, pero para "ver" el yacimiento es necesario transformar los datos a un formato utilizable. Si el acceso a los datos o el despliegue de los mismos resulta demasiado complicado, los datos obtenidos por los sensores de fondo corren riesgo de ser ignorados.



Los costos y los beneficios económicos de los sistemas de monitoreo permanente se deben considerar en forma conjunta. Los casos exitosos provenientes de todo el mundo, como los que se incluyen en este trabajo, deberían servir para aumentar la confianza en los sensores de instalación permanente de fondo y en otros sistemas, con lo cual el valor de estos datos va a superar las preocupaciones inmediatas que, en muchos casos, se refieren a los costos.

Hoy en día, los operadores se aventuran en áreas remotas y en zonas de aguas profundas que se acercan a los 3,048 m [10,000 pies], y completan pozos submarinos con la expectativa de intervenciones limitadas o nulas. Para alcanzar un nivel de producción óptima en estas áreas, será necesario el uso de sistemas de monitoreo permanente compatibles con los otros equipos que intervienen en la terminación. Como ocurre en el caso de los sensores de presión de instalación permanente y de las válvulas de control de flujo, la confiabilidad de los medidores de flujo de fondo y otros dispositivos de instalación permanente en los pozos, seguirá siendo un criterio fundamental para considerar antes de optar por la instalación de estos dispositivos en pozos costosos y de difícil acceso.

La aplicación exitosa de rigurosos procesos de desarrollo de los productos y de pruebas, junto con la ingeniería de confiabilidad y el control de calidad del servicio en el campo, han establecido el estándar de confiabilidad para los sistemas de monitoreo permanente. Esto refleja un compromiso a largo plazo de la gente y de los recursos. El empleo de estos procesos de ingeniería mejora los sistemas de monitoreo permanente para el futuro. En lo que respecta a los operadores, estas mejoras se traducen en el diagnóstico prematuro de los problemas, menos intervenciones en los pozos, reducción de los riesgos y mayor recuperación de las reservas.

XII. CONCLUSIONES

Se identificaron los beneficios potenciales y las limitaciones de cada una de las técnicas de Sísmica Durante la Perforación (SWD), y se mostró que estas añaden valor agregado a las operaciones de perforación, proporcionando información en tiempo real durante la perforación.

La información disponible en tiempo real durante la perforación ayuda a tomar decisiones, proporcionando la profundidad exacta de las zonas de riesgo, antes de ser perforadas. Esto ayuda en la actualización de los mapas sísmicos en tiempo y en profundidad, además se pueden lograr estos objetivos sin pérdidas de tiempo en plataforma así como costos de las operaciones.

El uso de los métodos de sísmica con la barrena, ofrecen buenas perspectivas para las áreas continentales con condiciones de acceso difícil y se observó que la calidad de los datos obtenidos con los servicios VSP-WD es comparable con los levantamientos convencionales a través de cable.

La reciente introducción de los perfiles sísmicos usando una fuente de impulso de barrido, establece una superioridad sobre los servicios VSP-WD y sísmica con la barrena, generando una señal de banda ancha en la barrena durante la perforación.

Se puede señalar que la verdadera ayuda en tiempo real para prevenir y anticipar problemas en la perforación, como la presencia de sobrepresiones y cuerpos de sal, son las tecnologías avanzadas de sísmica durante la perforación; pues permiten obtener la imagen sísmica de los estratos con gran resolución, por la distancia cercana, de las rocas que va a cortar la barrena.

Hoy en día la tecnología de Mediciones Durante la Perforación (MWD) puede ofrecer datos de pozo del proceso de perforación que junto con los datos adquiridos en superficie, pueden mejorar de forma significativa el rendimiento de la perforación si se aplica de forma apropiada.

La falta de credibilidad, entrenamiento y los estándares, son los principales obstáculos para explotar la tecnología MWD a su mayor potencial. Como primer paso para superar estos obstáculos, es necesario que los perforistas y el personal de plataforma conozcan a fondo los nuevos métodos.

Las mediciones efectuadas con el sistema MWD conducen a un mejor entendimiento de las condiciones de perforación existente en el fondo del pozo y a la toma de mejores decisiones con respecto a la extracción de barrenas desgastadas, a la detección de aparejos de fondo ineficientes, al ajuste de las variables de perforación, a las condiciones de fondo encontradas, a la detección de fallas en el sistema de perforación, por mencionar las más importantes.



La utilización del sistema MWD, ahorra mucho tiempo y optimiza los costos, ya que proporciona mayor información para un mejor control de las operaciones de perforación, el comportamiento de la sarta de perforación, además de proporcionar información exacta y confiable de la formación.

Al emplear el sistema MWD el operador puede tomar mediciones en tiempo real tan a menudo como se requiera para lograr un buen control direccional, sin consumo de tiempo y sin utilizar los costosos instrumentos con dispositivos únicos de registro, que descienden con cable, los cuales llevan a cabo las mediciones tiempo después de que se ha perforado y no en el momento, como con el sistema MWD.

Las herramientas que constituyen el sistema MWD permiten obtener información periódica acerca del pozo, antes de que pueda ocurrir una invasión de la formación, agrandamiento o derrumbe del pozo, o la formación de enjarre, que sean considerables.

Las mediciones MWD de rayos gamma, resistividad y porosidad, son de gran valor en la costosa perforación exploratoria ya que permite obtener información muy valiosa, aun cuando problemas posteriores en el pozo impidieran obtener registros convencionales.

En la perforación avanzada de pozos con objetivos difíciles, como pozos horizontales, multilaterales y perforados bajo balance, la tecnología MWD con geonavegación permite alcanzar el objetivo en forma óptima.

Los Registros Durante la Perforación LWD tienen varias ventajas sobre los registros a través de cable (wireline) convencionales. La principal ventaja es que los datos pueden ser adquiridos a profundidad y continuamente, incluso en pozos inestables. Las propiedades físicas *in situ* pueden ser medidas en todo el intervalo perforado, particularmente en la sección somera crítica donde el registro a través de cable se ve comprometida por la necesidad de dejar la tubería de perforación 80-100 m por debajo del lecho marino y en el fondo del pozo que comúnmente es llenado por material desprendido de las paredes del pozo.

Las mediciones LWD tampoco requieren interrumpir la perforación como ocurre durante las operaciones normales de nucleado, por lo tanto, las posibilidades de que se colapsen las paredes son mínimas y los intervalos inestables pueden registrarse más fácilmente.

Otra ventaja de los registros LWD es que las propiedades físicas transitorias como la porosidad y la resistividad, pueden ser medidas antes de que las condiciones *in situ* se deterioren. Además, los registros por sí mismos nos dicen una historia acerca de la calidad del pozo.

Las correcciones ambientales LWD son diferentes a las correcciones hechas en las mediciones *Wireline*, para poder comparar la información de estas tecnologías.

Para una perforación exitosa en pozos que poseen grandes inclinaciones, es importante mantener el peso del lodo y la densidad de circulación equivalente (ECD) dentro de los límites definidos por las presiones del fluido de formación, colapso y fractura. Históricamente, operar fuera de éstos límites ha dado lugar a costosas pérdidas de circulación, pegaduras diferenciales y descontrol del pozo.

Monitorear la presión del pozo en tiempo real con una herramienta de Presión Durante la Perforación (PWD) en vez de confiar en las presiones obtenidas a partir de modelos predictivos, le permite al operador mantenerse y definir mejor los límites operativos. El operador utiliza estas mediciones para mejorar la información hidráulica y para evitar problemas en el pozo relacionados con la presión, optimizar la perforación, evaluar modelos hidráulicos y obtener un mejor entendimiento de los límites de la presión de formación.

Debido a los flujos de agua somera (SWF) concernientes a los pozos en aguas profundas con márgenes estrechos de estabilidad, las diferencias de presión (por unas pocas décimas de lbm/gal) puede hacer la diferencia entre una perforación sencilla y la necesidad de una sarta de ademado extra para proteger los intervalos someros. Pruebas de goteo precisas y (LOTs)/pruebas de integridad de la formación (FITs), son esenciales para permitir el manejo eficiente de la densidad de circulación equivalente (ECD) con una ventana de presión segura.

El gradiente de incremento de presión del pozo se estima tradicionalmente a partir de la presión de la tubería vertical, pero ahora pueden ser monitoreados directamente con las mediciones de presión anular de pozo.

La principal información de ayuda a la predicción y medición de la presión de poro, y a la Geomecánica, lo constituyen las tecnologías PWD y APWD.

La herramienta que realiza las pruebas durante la perforación está equipada con un sistema de control inteligente basado en los algoritmos FRA que controlan herméticamente el bombeo del lodo.

La herramienta puede realizar diferentes tipos de pruebas de presión incluyendo pruebas estándar, pruebas repetidas optimizadas y pruebas sucesivas de caída de presión.

Los datos de presión pueden utilizarse directamente para optimizar los puntos de colocación del *casing* y ajustar el peso del lodo y la ECD, por lo tanto incrementa de forma efectiva y segura la tasa de penetración y/o una perforación más segura dentro de zonas de alta presión.

La toma de muestras de fluidos y de tapones de pared durante la perforación, puede ser posicionada en forma óptima en los puntos de interés mediante la tecnología LWD, y permite tener información petrofísica en tiempo real.



Con la llegada de sistemas de guías superiores confiables, cables de recuperación del ensamble de fondo de pozo, barrenas PDC y conexiones de alto torque, ahora es posible perforar y ademar (case) de forma simultánea un pozo completo, usando el *casing* como sarta de perforación.

Los beneficios de usar el Ademado Durante la Perforación (CwD) se están volviendo cada vez más evidentes. Cuando la técnica es comparada con el proceso de perforación convencional que requiere sacar del pozo la sarta de perforación cada vez que la barrena o el BHA tienen que ser cambiado o que se alcanzó la profundidad final de ademado, el CwD se vuelve aún más aceptable por el ahorro de tiempo.

El método CwD proporciona una alternativa que reduce los costos del pozo o permite que las secciones problemáticas del pozo puedan ser perforadas con una mayor eficiencia de costos. Estos ahorros se derivan de la eliminación de gastos relacionados con la adquisición, manejo, inspección, transporte y viajes de la sarta de perforación.

La reducción de los problemas del agujero, puede ser todavía más importante que el ahorro de dinero. Debido a que el proceso CwD proporciona la capacidad de circular continuamente el pozo, que es más seguro que dejar el pozo estático sin un medio de circulación mientras la sarta de perforación convencional está viajando. Al reducir viajes de la barrena se reducen las fluctuaciones de pistoneo y surgencia de la presión que pueden ocasionar incidentes en el pozo.

Los datos de pozos perforados usando CwD han demostrado que esta técnica es más eficiente, menos problemática, resuelve problemas asociados con la perforación convencional, reduce los costos de operación, incrementa la seguridad del personal y reduce las primas de los seguros.

Considerando el medio ambiente en el pozo para la interpretación de las mediciones durante la perforación (LWD), el proceso de invasión por filtrado de lodo y formación de enjarre se detienen y se eliminan completamente, con el uso de la tecnología de ademado durante la perforación (CwD) en tiempo real.

Los resultados de pruebas hechas en campo y en laboratorio con las nuevas técnicas de Conformación Durante la Perforación (CWD) y sistemas químicos, muestran una importante mejora en las operaciones de perforación y producción.

La perforación y producción de pozos laterales y multilaterales se ha mejorado usando la tecnología CWD. Pozos con zonas productoras estratificadas entre zonas de problemas severos se han completado exitosamente usando los sistemas CWD, para detener la pérdida de circulación de lodos base aceite, y prevenir producción de flujos cruzados y daño en las paredes.

Las aplicaciones de CWD para el aislamiento del agua, colocadas cerca de intervalos de producción mejora la eficiencia de perforaciones bajo balance. El tratamiento de zonas de agua y gas no deseado durante la perforación, inhibe la presencia agua y gas, prolonga la producción de aceite, y normalmente es más efectivo desde el punto de vista de los costos que otros tratamientos de conformación realizados durante las operaciones de producción del pozo.

La colocación de químicos CWD, normalmente es menos complicada y menos cara que los métodos de colocación y tratamientos de aislamiento, desarrollados posteriormente durante la vida del pozo.

Se debe incrementar el uso en campo de la tecnología CWD mecánica y química, para la estabilización del pozo, para mejorar la economía del campo y reducir los riesgos para controlar el pozo y su integridad.

Actualmente es posible realizar simulaciones prácticas del yacimiento a una escala razonable en intervalos de tiempo de minutos e incluso de segundos. Sin embargo, para un ejercicio exitoso de la Simulación durante la perforación, es necesario considerar múltiples escenarios de trayectorias y configuraciones de pozo en tiempo real, lo cual podría convertirse en una tarea que consume tiempo si se considera realizar una solución a prueba y error.

La introducción de un algoritmo automatizado de optimización para seleccionar la trayectoria y configuración óptima del pozo, puede resultar en progresos significativos en la viabilidad para implementar la técnica de Simulación Durante la Perforación (SiWD) en escenarios en tiempo real.

Las tecnologías en tiempo real y los avances en hardware y software, permiten utilizar en forma óptima la SiWD, para colocar los pozos en donde se tengan las mejores propiedades petrofísicas del yacimiento y además proporcionan la información necesaria para optimizar la producción.

El sistema de Registros Durante el Nucleado (LWC) ofrece ventajas significantes al proporcionar núcleos y registros sobre el mismo intervalo de perforación y ahorrando tiempo en la plataforma de perforación. El tiempo requerido para el sistema de registros durante el nucleado es el mismo que se emplea en las operaciones donde sólo se toman núcleos.

Las mediciones de los núcleos recuperados pueden ser correlacionadas directamente con los registros tomados sobre el mismo intervalo de perforación. Se prevé a futuro que este sistema podrá desplegarse en ambientes donde la roca puede ser tanto suave como dura, usando un barril de núcleos diseñado específicamente para cada aplicación.



El monitoreo permanente de los yacimientos es vital para poder realizar terminaciones inteligentes, que constituyen un enfoque moderno para mejorar la recuperación de los yacimientos.

El conocimiento del yacimiento proviene de analizar los datos de presión y de producción y, en algunos casos, los datos de los medidores de flujo del fondo. A partir de las investigaciones actuales y del desarrollo de los medidores de flujo se espera alcanzar mediciones precisas de las tasas de flujo como también de las propiedades de los fluidos multifásicos. Asimismo, los investigadores responden a los desafíos de obtener mediciones exactas de las tasas de flujo en pozos direccionales y horizontales.

Los costos y los beneficios económicos de los sistemas de monitoreo permanente se deben considerar en forma conjunta. Los casos exitosos provenientes de todo el mundo, deberían servir para aumentar la confianza en los sensores de instalación permanente de fondo y en otros sistemas.

En áreas remotas, aguas profundas y en la terminación de pozos con la expectativa de intervenciones limitadas o nulas. Será necesario el uso de sistemas de monitoreo permanente.

La aplicación exitosa de rigurosos procesos de desarrollo de los productos y de pruebas, junto con la ingeniería de confiabilidad y el control de calidad del servicio en el campo, han establecido el estándar de confiabilidad para los sistemas de monitoreo permanente.

El empleo de estos procesos de ingeniería mejora los sistemas de monitoreo permanente para el futuro. En lo que respecta a los operadores, estas mejoras se traducen en el diagnóstico prematuro de los problemas, menos intervenciones en los pozos, reducción de los riesgos y mayor recuperación de las reservas.

La toma de datos en tiempo real permite la optimización del desempeño de la perforación y de la estabilidad del pozo; puede reducir costos en el caso de pozos exploratorios así como también cuando se perforan formaciones con presiones anormales y que presenten dificultades geológicas. Optimiza las trayectorias para maximizar las posibilidades de éxito conociendo la incertidumbre de la posición del objetivo.

La integración de las herramientas involucradas en la adquisición de datos en tiempo real permite la determinación de la presiones de poro, densidades equivalente máximas y mínimas, presiones de fractura, lo cual ayuda a optimizar el proceso de perforación evitando pérdidas de circulación, arremetidas, reventones.

Las mediciones en tiempo real mejoran la seguridad del proceso de perforación. Permiten identificar los riesgos geológicos y estructurales mediante la evaluación de los puntos de control de pozos. Las rutas y trayectorias óptimas de pozos se recalculan instantáneamente para facilitar la geodirección en tiempo real. Evita la intersección con otras trayectorias de pozos desde la plataforma, realizando un proceso iterativo que crea una trayectoria de pozo óptima.

La integración de los datos obtenidos durante la perforación con el plan inicial permite actualizar rápidamente los modelos de los yacimientos utilizando datos del campo en tiempo real. Al crear y editar los objetivos, las plataformas y los pozos en tiempo real, los equipos multidisciplinarios pueden trabajar en muchos escenarios de planificación, considerar todos los factores críticos y generar planes de alto nivel que puedan actualizarse fácilmente para considerar las condiciones cambiantes.

Si todos los pozos de un campo se cierran, los sensores permanentes de fondo pueden medir la presión promedio del yacimiento. La presión promedio del yacimiento medida de esta forma constituye un componente clave de la tasa de declinación y las estimaciones de las reservas, además de un parámetro muy útil para las simulaciones del yacimiento.

En los proyectos de inyección de fluidos, los sensores de presión de instalación permanente en el fondo del pozo pueden utilizarse para mantener mejor la presión, desplazar el petróleo, detener la subsidencia y desechar los fluidos.

A través del monitoreo continuo de la presión, los operadores pueden controlar el comportamiento del yacimiento mediante la inyección de fluidos, para mantener las presiones del yacimiento por encima del punto de burbujeo y garantizar así la producción de petróleo, en lugar de gas.

Los sensores de instalación permanente también ayudan a determinar la tasa óptima de producción, cuando existe la posibilidad de producción de arena o conificación de agua a altas tasas de flujo. Los sensores de presión de fondo les permiten a los ingenieros distribuir la producción de pozos específicos.

Si se instala en el pozo una bomba electrosomergible o un sistema de levantamiento artificial por gas, el operador puede agregar un sensor permanente de fondo para evaluar el comportamiento del sistema de levantamiento.

El monitoreo permanente y vigilancia de los yacimientos y la producción, será cada vez más importante en el futuro. El monitoreo permanente de los yacimientos es vital para poder realizar terminaciones inteligentes, que constituyen un enfoque moderno para mejorar la recuperación de los yacimientos.



El futuro es previsible que se puedan tomar registros de producción en tiempo real, así como registros en pozo entubado para evaluar la integridad de la tubería y del ademe, y para evaluar las formaciones detrás de la tubería; mediante el uso de sondas móviles permanentes dentro de los pozos en producción.

Se prevé en el futuro que la caracterización y vigilancia del yacimiento se realice en tiempo real, utilizando principalmente la información de sensores de instalación permanente en pozos y mediante la inyección de MEMs (dispositivos microelectromecánicos de nanotecnología) en los poros de la roca almacenadora del yacimiento; los cuales permitirán asimismo reevaluar permanentemente en tiempo real la producción, las reservas, el porcentaje de recuperación y los métodos de recuperación secundaria y mejorada. Esto permitirá además la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, como hidratos de metano, lutitas gasíferas, etc.

La robótica y mecatrónica jugarán un papel cada vez más importante en los sistemas en tiempo real. El concepto de tiempo real llegará a su culminación cuando desde la oficina vía remota se controlen operaciones de perforación de pozos en el campo petrolero, mientras se programa el desarrollo del campo como producto de la petrofísica dinámica, de la caracterización y vigilancia del yacimiento en tiempo real y con los resultados de producción también en tiempo real.

APÉNDICE

TABLA DE MNEMÓNICOS

| | | |
|----------------|---|--|
| AI | <i>Artificial Intelligence</i> | Inteligencia Artificial |
| ARC | <i>Array Resistivity Compensated Tool</i> | Herramienta de Resistividad Compensada. |
| BETA | <i>Baker Experimental Test Area</i> | Área de Pruebas Experimentales Baker |
| BHA | <i>Borehole Assembly</i> | Aparejo de Perforación |
| BOC | <i>Bottom Ocean Cable</i> | Cable de Fondo Oceánico |
| BOP | <i>Blowout Preventer</i> | Preventor. |
| CDN | <i>Compensated Density Neutron.</i> | Densidad Neutrón Compensada |
| CDR | <i>Compensated Dual Resistivity</i> | Resistividad Dual Compensada |
| CwD | <i>Casing While Drilling</i> | Ademado Durante la Perforación |
| CWD | <i>Conformance While Drilling</i> | Conformación Durante la Perforación |
| DLA | <i>Drill Lock Assembly</i> | Ensamble de Seguro de la Perforación |
| DRU | <i>Downhole Recorder Unit</i> | Unidad de Registro de Pozo |
| ECD | <i>Equivalent Circulating Density</i> | Densidad de Circulación Equivalente |
| ECD | <i>Effective Circulating Density</i> | Densidad de Circulación Efectiva |
| E&P | <i>Exploration and Production</i> | Exploración y Producción |
| EMWD | <i>Electromagnetic Measurement While Drilling</i> | Medición Electromagnética Durante la Perforación |
| ERD | <i>Extended Reach Drilling</i> | Perforación de Largo Alcance |
| ESD | <i>Equivalent Static Density</i> | Densidad Estática Equivalente |
| FG | <i>Frac Gradient</i> | Gradiente de Fractura de Formación |



| | | |
|-------------|--|--|
| FIT | <i>Formation Integrity Test</i> | Prueba de Integridad de la Formación |
| FRA | <i>Formation Rate Analysis</i> | Análisis de la Tasa de Formación |
| FTWD | <i>Formation Testing While Drilling</i> | Pruebas de Formación Durante la Perforación. |
| GTF | <i>Gravity Tool Face.</i> | Cara de la Herramienta por Gravedad |
| HTHP | <i>High Pressure/High Temperature</i> | Altas Temperaturas/Altas Presiones |
| IADC | <i>Deepwater Well Control Guidelines</i> | Directrices de Control de Pozos en Aguas Profundas |
| IFP | Institut Français du Pétrole | Instituto Francés del Petróleo |
| LCM | <i>Lost Control Material.</i> | Materiales para la pérdida de circulación. |
| LOT | <i>Leak-off Test.</i> | Prueba de goteo |
| LWC | <i>Logging While Coring</i> | Registros Durante el Nucleado |
| LWD | <i>Logging While Drilling.</i> | Registros Durante la Perforación. |
| MEM | <i>Micro Electromechanical Device</i> | Modelos Mecánicos Terrestres |
| MTF | <i>Magnetic Tool Face</i> | Cara Magnética de la Herramienta |
| MVC | <i>Multiple Vibration Chasis</i> | Chasis de Vibraciones Múltiples |
| MWD | <i>Measurements While Drilling</i> | Mediciones Durante la Perforación |
| NAF | <i>Non-Aqueous Fluid</i> | Fluidos No Acuosos |
| NGD | <i>Nuetron-Gamma Density</i> | Densidad Gamma-Neutrón |
| NMO | <i>Normal Moveouts</i> | Tiempo de Corrimiento Normal |
| OBM | <i>Oil Based Mud</i> | Lodo Base Aceite |
| ODP | <i>Ocean Drilling Program</i> | Programas de Perforación en el Océano |
| PDC | <i>Polycrystalline Diamond Cutter</i> | Cortador de Diamante Policristalino |

| | | |
|---------------|--|--|
| PWD | <i>Pressure While Drilling</i> | Mediciones de Presión Durante la Perforación |
| RMS | <i>Root Mean Square</i> | Raíz Cuadrática Media |
| ROP | <i>Rate of Penetration</i> | Tasa de Penetración |
| ROV | <i>Remote Operated Vehicle</i> | Vehículo Operado a Distancia |
| SBM | <i>Synthetic Based Mud</i> | Lodo Sintético |
| SCU | <i>Superficial Command Unit</i> | Unidad de Comando de Superficie |
| SFW | <i>Shallow Flows Water</i> | Flujo de Aguas Someras |
| SISP | <i>Swept Impact Seismic Profiling</i> | Perfil Sísmico de Impacto de Barrido |
| SIT | <i>Swept Impulse Tool</i> | Herramienta de Impulso de Barrido |
| SiWD | <i>Simulation While Drilling</i> | Simulaciones Durante la Perforación |
| SP | <i>Spontaneous Potential</i> | Potencial Espontáneo |
| STC | <i>Slowness Time Coherence</i> | Coherencia de Tiempo de Lentitud |
| SWD | <i>Seismic While Drilling</i> | Sísmica Durante la Perforación |
| SWD | <i>Sampling While Drilling</i> | Muestreo Durante la Perforación |
| SWF | <i>Shallow Water Flows</i> | Corrientes de Aguas Someras |
| TLC | <i>Tough Logging Condition</i> | Condiciones Severas de Registro |
| TWD | <i>Testing While Drilling</i> | Pruebas Durante la Perforación |
| VSP-WD | <i>Vertical Seismic Profile While Drilling</i> | Perfil Sísmico Vertical Durante la Perforación |
| WBM | <i>Water Based Mud</i> | Lodo Base Agua |
| WBR | <i>Water Based Resine</i> | Resina Base Agua |

CAPÍTULO XIII. BIBLIOGRAFÍA

1. **Akers, J.**, Sellers, J., ExxonMobil Development Company. "Use of Pressure-While-Drilling Tools to Improve Formation Integrity Test Interpretation". SPE/IADC Drilling Conference, 23-25 February 2005, Amsterdam, Netherlands. 2005, SPE/IADC Drilling Conference. Paper Number 91852-MS.
2. **Al-Asimi, M.**, Butler, G., Brown, G., Hartog, A., Clancy, T., Cosad, C., Fitzgerald, J., Navarro, J., Gabb, A., Ingham, J., Kimminau, S., Smith, J. y Stephenson, K. "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos" *Oilfield Review* 14, no. 4 (Primavera de 2003): 14–37.
3. **Allen, D.**, D. Bergt, D. Best, B. Clark, I. Falconer, J.-M. Hache, C. Kienitz, M. Lesage, J. Rasmus, C. Roulet, and P. Wraight; 1989. Logging While Drilling, *Oilfield Review*, 1, 4-17.
4. **Anchliya**, SPE, Indian School of Mines. "A Review of Seismic While Drilling (SWD) Techniques: A Journey from 1986 to 2005". SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, 12-15 June 2006, Vienna, Austria. 2006, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 100352.
5. **Arts, R.**, TNO Built Environment and Geosciences and Technical U. of Delft; Brouwer, J., Hofstee, C., SPE, y Kooijman, J., TNO Built Environment and Geosciences; y Drijkoningen, G., Technical U. of Delft. "Continuous 4D Monitoring is Now Reality". Intelligent Energy Conference and Exhibition, 11-13 April 2006, Amsterdam, The Netherlands. 2006, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 99927-MS.
6. **Baker, A.**, Gaskell, J., Jefferey, J., Thomas, A., Veneruso, T. y Unneland, T. "Permanent Monitoring Systems—Looking at Lifetime Reservoir Dynamics," *Oilfield Review* 7, no. 4 (Otoño de 1995): 32–46.
7. **Bargach, S.**, Falconer, I., Maeso, C., Rasmus, J., Land, S., Texas, EUA; Bornemann, R., Houston, Texas. "LWD en tiempo real: Registros para la perforación". *Oilfield Review* 64, Volúmen 12, Número 3. Winter 2000 in Spanish.
8. **Bi, X.**, y Yan, T., Daqing Petroleum Inst.; Zhang, S., Daqing Petroleum Admin. Bureau; y Wang, C., Daqing Petroleum Inst. "Knowledge Discovery in Drilling Optimization for Eliminating Surprises". SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April 2005, Jakarta, Indonesia. Society of Petroleum Engineers. Paper Number 93187-MS.



9. **Bonnecaze, R.T.**, Sharma, M., Butler, J.E., The University of Texas at Austin; Arboleda, G., Advanced Coring Technologies "High Resolution Downhole Measurements of Porosity and Fluid Saturation While Core Drilling" SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 29 September-2 October 2002, San Antonio, Texas. 2002, Society of Petroleum Engineers Inc. Paper Number 77561-MS.
10. **Bonner, S.**, Clark, B., Holenka, J., Voisin, B., Dusang, J., Hansen, R., White, J., y Walsgrove, T.;. Logging while drilling—a three-year perspective, *Oilfield Review*,4. 1992, pp. 4-21.
11. **Buysch, A.**, Meister, M., Pragt, J., Freitag, H.-C., y Hahne, U., Baker Hughes INTEQ. "Formation Testing While Drilling – Conventional and Novel Applications". SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April 2005, Jakarta, Indonesia. 2005, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 93229-MS.
12. **Cantrell, L.A.**, Paxson, K.B., y Keyser, B.L., Texaco E&P Technology, and Scott Ball, Sperry-Sun Drilling Services. "Case Histories of MWD as Wireline Replacement: An Evolution of Formation Evaluation Philosophy". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 1992, Washington, D.C. 1992, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 24673-MS.
13. **Chagoya, R.R.**, y Morones, M. "Herramientas LWD/MWD: Característica, Aplicaciones y su Comparación con Registros de Cable". Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. México, D.F. UNAM, 2007. 184 pp.
14. **Dasgupta, S.N.**, Saudi Aramco, Dhahran, Saudi Arabia "Drill Bit Energy Seismic Source: SWD Case Study in Ghawar Field, Saudi Arabia". SEG Expanded Abstracts 22, 2231 (2003); DOI:10.1190/1.1817791. 2003, Society of Exploration Geophysicists. Link: <http://dx.doi.org/10.1190/1.1817791>
15. **Eck, J.**, et al, Houston, Texas, EE.UU. "Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución". *Oilfield Review* Spring 2000 in Spanish Volumen 11, Número 4: Soluciones submarinas. p. 18-29.
16. **García, R.** "Mediciones y Registro Durante la Perforación de Pozos Petroleros". Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero. México, D.F. UNAM, 1999. 135 pp.
17. **Goldberg, D.**, "Detection of in situ Physical Properties using Logging While Drilling". *Joides Journal*. Volumen 23, Number 1. p. 16-18.

18. **Goldberg, D. S.**, et. al. "Logging-while-coring method and apparatus". Patent Storm. US Patent 7168508. US Patent Issued on January 30, 2007. Link: <http://www.patentstorm.us/patents/7168508>.
19. **Goobie, R.B.**, Tollefsen, E., Noeth, S., Sayers, C., Den Boer, L., Hooyman, P., y Akinniranye, G., SPE, Schlumberger; Cooke, J., Helis Oil & Gas Company, L.L.C.; y Thomas, R. y Carter, E., PPI Technology Services. "Remote Real-Time Well Monitoring and Model Updating Help Optimize Drilling Performance and Reduce Casing Strings". SPE Drilling & Completion. Volume 23, Number 3, September 2008. Society of Petroleum Engineers. pp. 242-249. Paper Number 103936-PA.
20. **Gupta, Y.** y Sudepto N.B., Maharashtra Inst. of Technology, Pune, India. "The Application of Expandable Tubulars in Casing While Drilling". Production and Operations Symposium, 31 March-3 April 2007, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A. 2007. Society of Petroleum Engineers. Paper Number 106588-MS.
21. **HALLIBURTON**, "Logging and Perforating", Halliburton Energy Systems. 2001. p. 4-6.
22. **Hariharan, P.R.**, Judge, R.A., SPE, y Nguyen, D.M., Hydril Co. "The Use of Probabilistic Analysis for Estimation of Drilling Time and Costs When Evaluating Economic Benefits of New Technologies". IADC/SPE Drilling Conference. 21-23 February 2006, Miami, Florida, USA. Society of Petroleum Engineers. Paper Number 98695-MS.
23. **Houtchens, B.**, Foster, J., y Tessari, R., Tesco Corp. "Applying Risk Analysis to Casing While Drilling". SPE/IADC Drilling Conference, 20-22 February 2007, Amsterdam, The Netherlands. 2007, SPE/IADC Drilling Conference. Paper Number 105678-MS.
24. **Hutchinson, M.**, Anadrill; Rezmer-Cooper, Schlumberger. "Using Downhole Annular Pressure Measurements to Anticipate Drilling Problems". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September 1998, New Orleans, Louisiana. 1998, Society of Petroleum Engineers Inc. Paper Number 49114-MS.
25. **Jackson, C.E.**, Heysse, D.R., Halliburton Energy Services. "Improving Formation Evaluation by Resolving Differences Between LWD and Wireline Log Data". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 25-28 September 1994, New Orleans, Louisiana. 1994 Society of Petroleum Engineers. Paper Number 28428-MS
26. **Lassoued, CH.**, Dowla, N., Schlumberger; Wendt, B., Conoco Inc. "Deepwater Improvements Using Real-Time Formation Evaluation". SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 10-12 February 2002, Villahermosa, Mexico. 2002, Society of Petroleum Engineers Inc. Paper Number 74397-MS.



27. **Mallary, C.R.**, Arco Alaska Inc.; Varco, M, Quinn, D'A., Schlumberger Oilfield Services. "Pressure-While-Drilling Measurements To Solve Extended-Reach Drilling Problems on Alaska's North Slope". SPE, Drilling & Completion. Volume 17, Number 2. June 2002. Society of Petroleum Engineers. p. 100-106. Paper Number 78288-PA.
28. **Meister, M.**, Lee, J., Krueger, V., Georgi, D., Chemali, R., Baker Hughes. "Formation Pressure Testing During Drilling: Challenges and Benefits". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 2003, Denver, Colorado. 2003, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 84088-MS.
29. **Primera, A.**, SPE, Perez-Damas, C., SPE, y Kumar, S., SPE, Schlumberger, y Rodriguez, J.E., SPE, Spectrum Consultores "Simulation While Drilling: Utopia or Reality?". Intelligent Energy Conference and Exhibition, 11-13 April 2006, Amsterdam, The Netherlands. 2006, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 99945-MS.
30. **Rezmer-Cooper, I. M.**, Schlumberger, Rambow, H.K., Arasteh, M., Shell EP Technology Applications and Research, Hashem, M.N., Shell Deepwater Development Inc., Swanson, B, BP Amoco Exploration, Gzara, K., Schlumberger. "Real-Time Formation Integrity Tests Using Downhole Data". IADC/SPE Drilling Conference, 23-25 February 2000, New Orleans, Louisiana. 2000, IADC/SPE Drilling Conference. Paper Number 59123-MS.
31. **Robnett, E.W.**, Heisig, G., McGinley, P.J., Macpherson, J.D., Baker Hughes. "Real Time Downhole Drilling Process Data Complement Surface Data in Drilling Optimization". IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, 8-11 September 2002, Jakarta, Indonesia. 2002, IADC/SPE Drilling Conference. Paper Number 77248-MS.
32. **Rommetveit, R.**, Bjørkevold, K.S., Halsey, G.W., Larsen, H.F., Rogaland Research; Merlo, A., ENI - Div. E&P; Nossaman, L.N., Sweep, M.N., ChevronTexaco; Silseth, K.M., Statoil; Ødegaard, S.I., National Oilwell. "Drilltronics: An Integrated System for Real-Time Optimization of the Drilling Process". IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March 2004, Dallas, Texas. 2004, IADC/SPE Drilling Conference. Paper Number 87124-MS.
33. **Sweatman, R.**, Heathman, J., Faul, R., Gazi, N., Halliburton Energy Services, Inc. "Conformance-While-Drilling Technology Proposed to Optimize Drilling and Production" Middle East Oil Show and Conference, 20-23 February 1999, Bahrain. 1999, Society of Petroleum Engineers Inc. Paper Number 53312-MS.
34. **Thevoux-Chabuel, H.**, SPE, Roxar Software Solutions, y Fejerskov, M., Norsk Hydro. "Geosteering Diagnosis: A New Approach to Monitor the Well Position Within a 3D Geological Model". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September

- 2006, San Antonio, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. Paper Number 102602-MS.
35. **Tollefsen, E.**, Goobie, R.B., Noeth, S., Sayers, C., den Boer, L., Hooyman, P., SPE, y Akinniranye, G., SPE, Schlumberger; Cooke, J., Helis Oil & Gas Co. L.L.C.; y Thomas, R. y Carter, E., PPI Technology Services. "Optimize Drilling and Reduce Casing Strings Using Remote Real-Time Well Hydraulic Monitoring". First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August-2 September 2006, Cancun, Mexico. Society of Petroleum Engineers. Paper Number 103936-MS.
36. **Tollefsen, Ed**, Weber, A., y Kramer, A., Schlumberger; Sirkin G. y Hartman, D., Devon Energy Corporation; y Grant, L., Shell. "Logging While Drilling Measurements: From Correlation to Evaluation". International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 27-30 June 2007, Veracruz, Mexico. 2007, Society of Petroleum Engineers. Paper Number 108534-MS.
37. **Unneland, T.**, "Progresos en el manejo de yacimientos en tiempo real". Oilfield Review Spanish Version (Spring, 2006): 1
38. **Ursem, L.-J.**, Williams, J.H., Shell Exploration & Production Company; Pellerin, N.M., Kaminski, D.H., Halliburton/Sperry-Sun. "Real Time Operations Centers; The People Aspects of Drilling Decision Making". SPE/IADC Drilling Conference, 19-21 February 2003, Amsterdam, Netherlands. Paper Number 79893-MS.
39. **Walt, A.J.**, Cambridge, USA. "Changing the Way We Drill". Oilfield Review 42, Volume 17, Number 1. Spring 2005. p. 42-49.
40. **American Association of Petroleum Geologist:** <http://www.aapg.org>
41. **Baker-Hughes:** <http://www.bakerhughesdirect.com>
42. **Halliburton:** <http://www.halliburton.com>
43. **OnePetro:** <http://www.onepetro.org>
44. **Schlumberger:** <http://www.slb.com>
45. **Society of Exploration Geophysicists:** <http://www.seg.org>
46. **Society of Petroleum Engineers:** <http://www.spe.org>
47. **Society of Petrophysicists & Well Log Analysts:** <http://www.spwla.org>