

“UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA”
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL
Y PETROQUÍMICA



TESIS

**“OPTIMIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DE POZOS
DIRECCIONALES Y HORIZONTALES USANDO
REGISTROS DE IMÁGENES EN TIEMPO REAL DE LAS
HERRAMIENTAS LWD”**

Autor : Juan Carlos Rabanal Chavez

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO
PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO.**

Lima, 2009

Dedicatoria:

A Dios por derramar sus bendiciones en cada paso de mi vida, a mi familia por ser el pilar sobre el cual se contruye mi futuro, a mi querida universidad a quien debo mis conocimientos, y finalmente a quienes me apoyaron constantemente en la elaboración de mi tesis.

INDICE

Prologo.....	1
1. Introduccion.....	2
2. Perforacion Direccional y Horizontal.....	3
2.1. Perforación Direccional.....	3
2.1.1. Locaciones Superficiales Inaccesibles.....	5
2.2. Perforacion Horizontal y sus Aplicaciones.....	6
2.2.1. Incremento de Productividad.....	7
2.2.2. Fracturas Verticales.....	9
2.2.3. Producción de Arena y Conificacion de Agua.....	10
2.3. Diseño de Pozos.....	11
2.3.1. Definiciones.....	11
2.3.1.1. Profundidad del Pozo.....	12
2.3.1.2. Drift del Pozo.....	12
2.3.1.3. Tool Face.....	12
2.3.1.4. Información de Referencia.....	12
2.3.1.5. Hidráulica de Perforación.....	13
2.3.1.6. Torque y Arrastre.....	13
2.3.1.7. Patas de Perro.....	13
2.3.1.8. Diámetros Óptimos.....	14
2.3.1.9. Estabilidad del Pozo.....	14
2.4. Riesgos y Grados de Dificultad.....	15
2.5. Estimado de Costos de un Pozo.....	16
3. Registros de Resistividad.....	18
3.1. Aplicaciones de la Medida del Registro de Resistividad.....	18
3.1.1. Determinar la Presencia de Hidrocarburo en la Formacion.....	19
3.2. Zonas de Invasion de Fluidos.....	20
3.2.1. Zona Lavada.....	21
3.2.2. Zona de Transicion.....	21
3.2.3. Zona Virgen.....	22
4. Evolucion de la Tecnologia LWD.....	23
4.1. Primera Generacion.....	23
4.2. Segunda Generacion.....	24
4.3. Tercera Generacion.....	25
5. Medicion de la Resistividad de la Formacion.....	27
5.1. Medida de la Corriente Cercana a la Broca.....	27
5.2. Medicion de la Corriente en los Diferentes tipos de Fluidos de Perforacion..	29
5.2.1. Medicion de la Corriente en Lodo Conductivo.....	29
5.2.2. Medicion de la Corriente en Lodo no Conductivo.....	30
5.3. Profundidad de Investigación.....	31
6. Transmision de la Informacion en Tiempo Real.....	32
6.1. Modo de Transmision de Informacion en Tiempo Real.....	32
6.1.1. Requerimientos de La Fuente de Energia.....	33
6.2. Desafios para la Transmision.....	33
6.3. Evolucion y Mejora del Sistema de Telemetria.....	34
7. Colocacion Óptima de Pozos.....	36
7.1. Imagenes Azimutales.....	36
7.1.1. Imágenes de Densidad Azimutal.....	36
7.1.2. Pantalla de Correlacion.....	37

7.2.	Imágenes de Resistividad.....	39
7.2.1.	Presentación de registros de Imagenes Resistividad en tiempo real.....	39
7.2.2.	Evaluación de las imágenes LWD y la herramienta FMI.....	40
7.3.	Medicion de la Inclinacion de la Broca.....	42
7.3.1.	Evaluación de las Medidas de Inclinação de la Broca.....	43
7.4.	Factores que Afectan las Herramientas.....	44
7.4.1.	Primer Factor.....	44
7.4.2.	Segundo Factor.....	45
7.4.3.	Tercer Factor.....	45
7.4.4.	Cuarto Factor.....	45
8.	Aplicaciones del Servicio LWD.....	46
8.1.	Aplicación de la Medicion de Inclinação de la Broca.....	46
8.1.1.	Uso de la Tecnología de Medición de Inclinação LWD.....	46
8.2.	Aplicación en la Geonavegacion de Pozos.....	47
8.2.1.	Descripción del Problema y Necesidades Asociadas a la Ubicación Estructural.....	48
8.2.2.	Geonavegacion de la Estructura Para la Identificación de Zonas de Interés..	49
8.3.	Aplicación de la Interpretacion Estructural de un Yacimiento combinando las diversas mediciones del servicio LWD.....	50
8.3.1.	Análisis de los Modelos de Predicción para la Interpretación Estructural del Yacimiento.....	51
8.3.1.1.	Primer Modelado.....	51
8.3.1.2.	Segundo Modelado.....	52
8.3.1.3.	Tercer Modelado.....	53
8.3.1.4.	Analisis del Registro LWD para el modelado final.....	53
8.3.1.5.	Modelado de Correlacion Final.....	54
8.4.	Aplicación del Servicio LWD en el control de la Estabilidad de Pozos.....	55
8.4.1.	Uso de las Imágenes de Resistividad LWD.....	56
8.4.2.	Identificacion de Fracturas y Mecanismos de Falla.....	57
8.4.3.	Relacion de Esfuerzos en el Pozo.....	58
8.4.4.	Analisis de las Imágenes para el Diagnostico Geomecanico del Pozo.....	59
8.4.5.	Contribución de la Medicion del ECD Mediante LWD para un mejor Analisis y Control de la Estabilidad del pozo.....	62
9.	Evaluacion Economica.....	64
9.1.	Etapa de Exploracion.....	66
9.1.1.	Analisis Economico.....	69
9.1.1.1.	Estimado de Costos del Proyecto sin LWD.....	69
9.1.1.2.	Estimado de Costos del Proyecto con LWD.....	71
9.2.	Etapa de Desarrollo.....	73
9.2.1.	Modelo de Declinación de la Producción.....	74
9.2.2.	Modelo de Declinación Hiperbólica para el Analisis de la tendencia de la Produccion.....	75
9.2.3.	Estado de Perdidas y Ganancias y Flujo de Caja Economico.....	78
9.2.3.1.	Analisis Economico del Proyecto sin el uso de LWD.....	78
9.2.3.2.	Analisis Economico del Proyecto con el uso de LWD.....	80
9.2.4.	Analisis de los principales factores de rentabilidad del proyecto.....	83
9.2.4.1.	Primera Simulacion.....	83
9.2.4.2.	Segunda Simulacion.....	85
10.	Conclusiones y Recomendaciones.....	88
11.	Bibliografia.....	90

PROLOGO

Las herramientas de adquisición de registros durante la perforación (Logging While Drilling - LWD) son usadas actualmente para optimizar los resultados de perforación producto de un mayor análisis y un mejor conocimiento de cada paso de las operaciones de perforación en tiempo real, ya que las herramientas estudiadas así lo permiten.

Con el propósito de un mayor entendimiento del tema, este estudio fue dividido en 9 capítulos, en la introducción se expresa en forma breve los objetivos de estudio de esta tesis, el segundo capítulo describe el conocimiento que se tiene de la perforación de pozos direccionales y horizontales, sus aplicaciones, así como la dificultad y limitaciones que estos presentan para lograr los objetivos deseados. En el tercer capítulo se detalla en que medida la operación de perforación influye en la caracterización geológica y petrofísica del reservorio. En el cuarto capítulo se esquematiza la evolución histórica de las herramientas LWD y sus aplicaciones. Como es que las herramientas estudiadas miden la sensibilidad eléctrica de la formación es detallada en el quinto capítulo, en el sexto capítulo se explica la transmisión de la información hacia la superficie, luego con toda la información necesaria se implementan los diversos servicios que son producidas con los datos de las herramientas LWD descritos en el séptimo capítulo. Las aplicaciones mencionados en el octavo capítulo se realizaron en diversos pozos en todo el mundo, sirven de sustento técnico para este estudio, finalmente el noveno capítulo contiene un estudio económico detallado para analizar la rentabilidad del uso de las herramientas LWD en la perforación de pozos direccionales y horizontales.

Por el esfuerzo que contiene la elaboración de este estudio quiero agradecer:

A mi orientador Oscar Cortegana por sus conocimientos compartidos y el valioso tiempo que dedico a la elaboración de mi tesis.

A mis amigos Jorge Dueñas, Jose Vasquez, Julio Laredo, Alex Ramirez, Edwin Tejada Rodolfo Uribe y German Rondon por su amistad y por compartir sus conocimientos profesionales.

1. INTRODUCCION

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 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, y servían como registros de respaldo en pozos desviados y verticales. En esa época, las aplicaciones primarias son las correlaciones stratigráficas 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 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 de tramos laterales múltiples, 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 colocados en base a información geológica.

2. PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL

La perforación direccional es ampliamente utilizada en el procedimiento de perforación. Fue originalmente desarrollada por la necesidad de realizar un sidetrack para corregir problemas de pesca de herramientas que no lograron sacarse del pozo, otras aplicaciones igualmente importantes tuvieron desarrollo con el tiempo, tales como la perforación de pozos dirigida a la parte alta del yacimiento así como secciones horizontales de largo alcance cuyo objetivo fue el de optimizar la producción. Actualmente la perforación direccional es aplicada en operaciones en mar adentro y en tierra. La tecnología y las técnicas de perforación modernas permiten cualquier diseño de pozo razonable, incluyendo pozos direccionales con alta inclinación y pozos horizontales de alcance extendido para llegar a los objetivos de perforación deseados.

2.1. Perforación Direccional

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo por una determinada trayectoria a un objetivo deseado, el control de desviación del pozo es el proceso de mantener el pozo dentro de algunos límites establecidos relativos al ángulo de inclinación. La iniciativa de perforar los primeros pozos direccionales fue netamente el asunto económico. El campo petrolero ubicado en la costa afuera de California fue el lugar en donde se iniciaron las pruebas para los equipos y las técnicas de perforación direccional así como para un grupo especial de personas llamadas “perforadores direccionales”. Posteriormente los continuos descubrimientos de petróleo y gas localizados en el golfo de México así como en otros países promovieron la expansión de la tecnología de perforación direccional.

En muchos casos se han encontrado yacimientos de petróleo y gas debajo de centros poblados, y la única manera de desarrollar dichos yacimientos en forma económica a sido mediante el uso de la perforación direccional.

Realizar un Sidetrack de un pozo es otra de las aplicaciones de la perforación direccional, este sidetrack puede hacerse con el propósito de evitar una obstrucción (un pescado) en el pozo original o para explorar un horizonte de producción adicional e yacimiento adyacente al campo.

En la actualidad enormes presiones económicas y de medio ambiente han incrementado el uso de la perforación direccional. Por ejemplo, en algunas áreas no es posible

desarrollar un campo construyendo carreteras para acceder a una locación en superficie que nos permita perforar un pozo vertical. En vez de esto, tal como en las plataformas ubicadas costa afuera, cabe la necesidad de diseñar pozos en los cuales tengan objetivos múltiples. Estos casos aumentan no solo la perforación direccional, sino que también los diseños de las trayectorias de pozos están siendo cada vez mas complejos y la perforación direccional se esta aplicando en situaciones y áreas donde este tipo de perforación anteriormente no ha sido común. Por ejemplo, en el caso de los proyectos geotermales se han perforado pozos direccionales con alcances horizontales hasta de 14000 pies y con objetivos mucho más profundos.

Conforme el costo de desarrollo del campo aumenta. En aguas profundas, zonas remotas, medio ambientes hostiles, y zonas profundas de producción, la aplicación de la perforación direccional también aumenta.

Usando las técnicas de perforación direccional se puede perforar pozos con el objetivo de extender el área de drenaje del yacimiento, pues en el caso de un pozo vertical se atraviesa el reservorio una sola vez, en cambio la perforación direccional aumenta la cobertura considerablemente como se ilustrara más adelante.

Basándose en un pozo desviado de aproximadamente 15000 pies de profundidad, los pozos con inclinación de 20° cubren en aproximadamente 3 millas el área del yacimiento, la cobertura aumenta aproximadamente en 340 % con un ángulo de inclinación de hasta 40° , incrementando el ángulo a 60° la cobertura en el yacimiento aumenta aproximadamente el 200 % más que con el pozo desviado en 40° , la perforación dirigida con un ángulo de 80° aumenta la cobertura aproximadamente en 130 % más que con 60° , el 234 % más que la cobertura con 40° y el 820 % más que la cobertura con 20° .

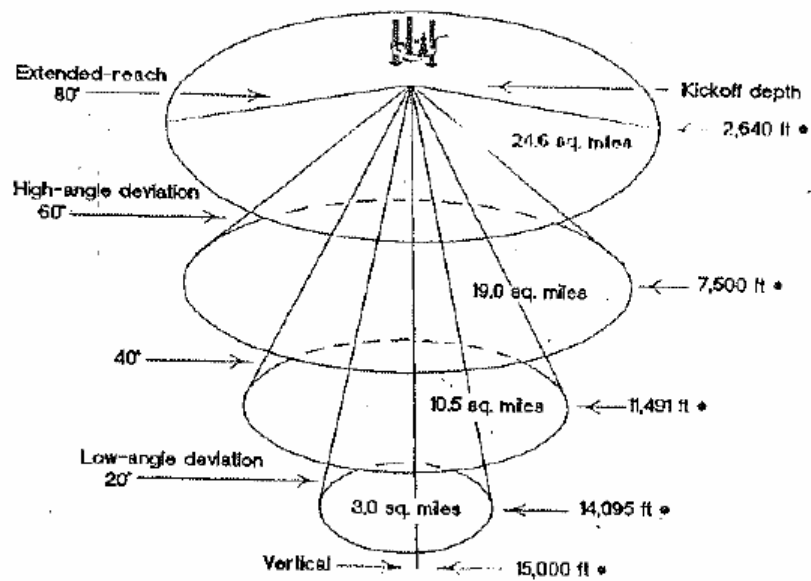


Figura 1. Área de cobertura en la perforación direccional. (Short J.A. 1993)

2.1.1. Locaciones Superficiales Inaccesibles

Existen muchos casos en donde las locaciones superficiales son Inaccesibles, motivo por el cual inhiben el desarrollo de pozos verticales. Algunas locaciones superficiales son inaccesibles por motivos económicos, físicos, u otros motivos. La perforación de pozos verticales cuyos objetivos se encuentran debajo de áreas residenciales e industriales no es posible debido a que las ordenanzas y estatutos gubernamentales prohíben perforar en estas condiciones. Otras áreas restringidas incluyen parques, lagos, cementerios, áreas recreacionales, y carreteras principales. Adicionalmente existen motivos relacionados a la seguridad y al medio ambiente que impiden la ubicación de una locación para la perforación de un pozo, tales como la contaminación acústica, contaminación de acuíferos así como situaciones relacionadas a la inseguridad de una ciudad o país. En estos casos el único método razonable para recuperar el petróleo y gas del yacimiento en estas situaciones es mediante la perforación direccional.

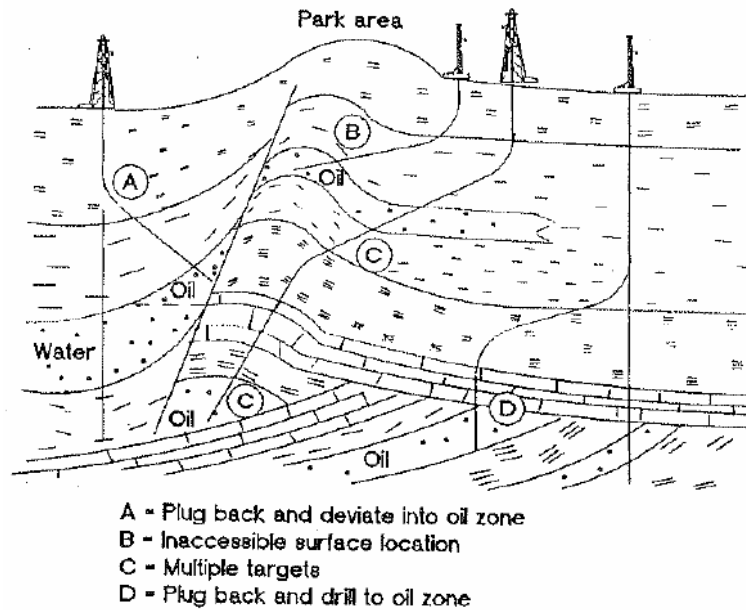


Figura 2. Uso de perforación direccional para locaciones inaccesibles. (Short J.A. 1993)

2.2. Perforación Horizontal y sus Aplicaciones

La perforación Horizontal es un procedimiento que se usa para perforar y completar pozos de petróleo y gas, con el objetivo de mejorar la productividad del reservorio comparada con pozos perforados por otros métodos de perforación. El diseño de perforación de pozos horizontales esta constituida por una sección curva que es perforada desde la parte inferior de la sección vertical, luego se perfora horizontalmente en la formación desde el punto en el que la sección curva haya llegado a su inclinación máxima de 90°.

La perforación horizontal de pozos es adaptable a una amplia gama de situaciones tanto sobre la tierra como a cierta distancia de la costa, y su uso crece rápidamente.

En la mayoría de los principales campos productores de petróleo y gas se han perforado pozos horizontales, en los países de gran actividad petrolera tales como Canadá, Indonesia, Francia, África, Mar del Norte, Estados Unidos y Arabia Saudí. Están establecidos los principales aspectos de la perforación horizontal tales como los diseños de pozos de producción y de alcance extendido.

Un campo o reservorio pueden requerir menos pozos horizontales para el desarrollo completo del yacimiento comparando con otros métodos de perforación. Los pozos horizontales tienden a aumentar el área de drenaje del yacimiento por un múltiplo

relacionado con la longitud de la sección horizontal perforada, brindando una mayor productividad del yacimiento. El resultado neto de este tipo de aplicación es la perforación de menos pozos horizontales para desarrollar el campo comparado con la cantidad de pozos verticales y direccionales necesarios para el desarrollo del campo.

2.2.1. Incremento de Productividad

Los pozos Horizontales tienen tasas de producción más altas y producen mayores volúmenes de petróleo y gas que los pozos perforados por métodos tradicionales, uno de los principales parámetros para la optimización de la producción es la superficie de contacto común entre el pozo y la formación netamente productiva, ya que esto condiciona el flujo del petróleo y gas en el pozo. La producción es aproximadamente proporcional al reservorio en contacto, los pozos horizontales tienen mucho más contacto con la formación comparada con las cortas secciones perforadas de los pozos verticales y direccionales en contacto con el reservorio. El resultado neto es que la sección horizontal del pozo y la formación tienen una longitud más grande y común que esta perforada, permitiendo de esta manera producir los mayores volúmenes de petróleo y gas.

El mecanismo de flujo del reservorio define el flujo de petróleo y gas, según la teoría de flujo radial las líneas de flujo son rectas pero convergen en dos dimensiones a un centro común y la sección expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro, esta restricción de flujo usa más energía del reservorio para producir una cantidad dada de petróleo y gas, sin embargo, la teoría de flujo lineal las líneas de flujo son paralelas y el flujo es constante, esta teoría de flujo lineal tiene más influencia sobre el flujo en pozos horizontales. Los mecanismos de flujo son complejos y los fluidos del reservorio tienen una cantidad de energía fija. En resumen, la alta energía para producir requiere una restricción en la tasa de flujo que proviene ya sea de pozos verticales o direccionales. El uso eficiente de energía del yacimiento como en el caso de los pozos horizontales mejora la recuperación total del pozo antes de que este alcance el límite económico de producción.

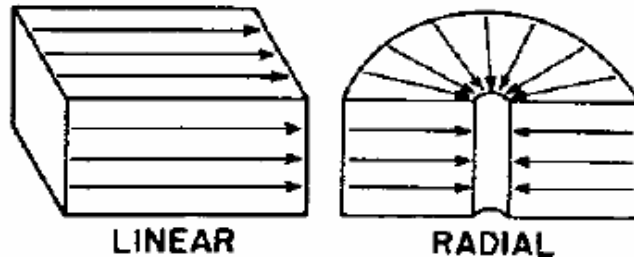
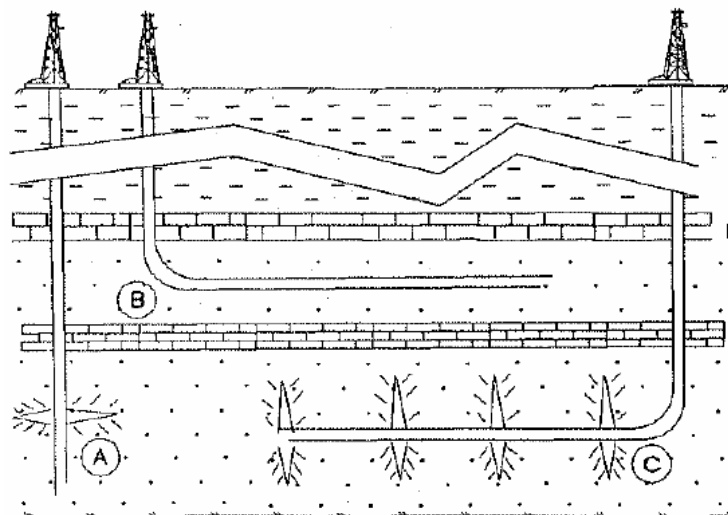


Figura 3. Tipos de flujo en el pozo. (Petroleum Related Rock Mechanics; 1992)

La perforación horizontal también mejora la productividad de formaciones de baja permeabilidad. Muchas formaciones contienen petróleo y gas pero producen volúmenes bajos provenientes de pozos verticales y direccionales debido a la baja permeabilidad de los reservorios, sin embargo los pozos horizontales han aumentado las tasas de flujo debido al aumento del área de contacto con el reservorio y la disminución de los requerimientos de energía del reservorio como se ha descrito anteriormente. Por lo tanto, muchas formaciones de baja permeabilidad han demostrado no ser comerciales con los métodos de perforación vertical y direccional, sin embargo producen volúmenes de petróleo y gas económicamente rentables de pozos horizontales, debido a su gran exposición a la zona de producción.



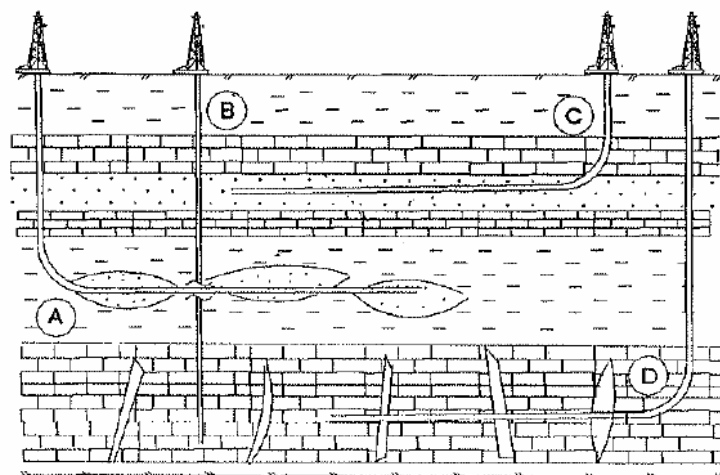
- A - Vertical well, single hydraulic fracture
- B - Increased wellbore exposure to formation
- C - Multiple hydraulic fractures

Figura 4. Perforación horizontal para incrementar productividad. (Short J.A. 1993)

2.2.2. Fracturas Verticales

Las fracturas verticales, naturales o sumamente inclinadas, con frecuencia contienen petróleo y gas, estas fracturas pueden cubrir amplias áreas verticales y contener volúmenes grandes de hidrocarburos, algunas veces el petróleo y el gas fluye entre las fracturas provenientes de formaciones adyacentes de baja permeabilidad. Un pozo vertical o direccional puede penetrar una fractura, pero raras veces más de dos, algunas veces se diseñan los pozos con la finalidad de atravesar un buen número de fracturas para que el pozo sea económicamente rentable, sin embargo la característica del diseño de pozo horizontal es que con frecuencia atraviesa un gran número de fracturas.

Un ejemplo significativo de un campo con un alto ángulo de fracturas verticales es el campo de Pearsall en el sur central Texas, un promedio de pozos verticales produce aproximadamente 30,000 bbls durante su vida, esto es poco económico. Algunos pozos horizontales ya han excedido 100,000 bbls, un pozo horizontal produjo más de 100,000 bbls en 16 meses, y la última recuperación proyectada fue de 375,000 bbls. Esto requiere de completaciones verticales que serán al menos 3 y posiblemente 5 veces los de pozos verticales.



A = Multiple sand lenses
B = Vertical dry hole

C = Thin zone
D = Fractured formation

Figura 5. Perforación horizontal en fracturas naturales. (Short J.A.1993)

2.2.3. Producción de Arena y Conificación de Agua

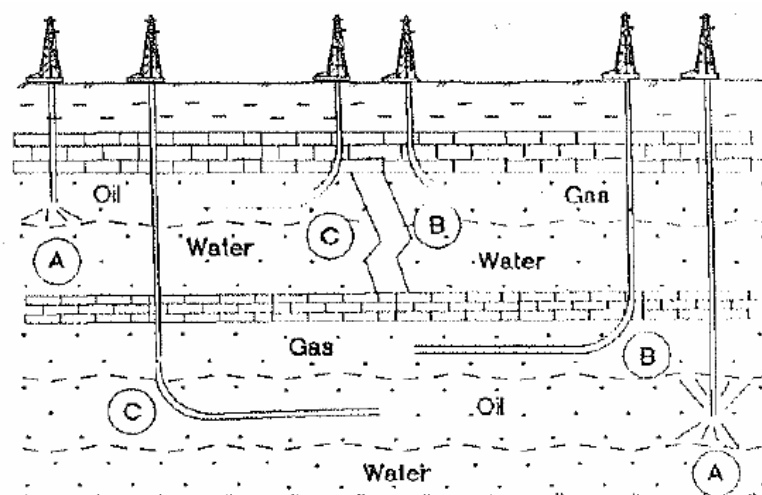
En algunos casos existen pozos que producen con un alto caudal de producción y con una alta caída de presión, los pozos horizontales tienen una sección larga del pozo que esta expuesto a la formación por lo que la caída de presión es menor para una tasa de producción en pozos horizontales que en los pozos verticales y direccionales. Esto disminuye los problemas de producción relacionados con la caída de presión.

Cuando se tiene mayores caídas de presión la producción de arena es un problema común, sobre todo la producción de arena no consolidada y de grano fino. La arena erosiona los equipos conectados en el fondo del pozo y disminuye la tasa de flujo, sin embargo los empaques de grava limitan la entrada de arena en el interior del pozo pero en algunos casos reducen las tasas de producción, una menor caída de presión elimina la necesidad el uso de empaques de grava y permite tasas de producción más altos.

Los problemas de conificación de agua pueden ser reducidos con la reducción de la caída de presión. El agua con frecuencia sirve de empuje para el petróleo y gas en el reservorio, Los pozos completados en la sección del reservorio que contiene petróleo y gas pueden producir agua debido a la conificación, una alta caída de presión provoca que el agua fluya hacia arriba conificando la sección productiva de tal manera que es producido junto con el petróleo y el gas. La producción de agua a menudo restringe la producción del petróleo y el gas, además de esto el volumen de agua que se produce ocasionado por la conificación debe ser eliminada por métodos aprobados, generando un incremento en el costo de producción.

La conificación del gas ocurre en completaciones en las cuales una zona de petróleo tiene una capa de gas natural, una alta caída de presión causa un flujo de gas hacia abajo, conificando la sección de petróleo y siendo así producido conjuntamente con el petróleo. Es preferible dejar el gas en su lugar para conservar la energía del reservorio.

Los pozos horizontales permiten tasas de producción más altos producto de las menores caídas de presión descritas anteriormente, esto reduce el problema de la conificación de agua y de gas. Mejor aun es posible restringir las posteriores conificaciones de agua como de gas con el diseño de colocación de pozos horizontes en una posición optima relativa en le reservorio con respecto a los contactos de agua, gas y petróleo.



A = Vertical well with coning B = Gas well, no coning
 C = Oil well, no coning

Figura 6. Conificación de agua, petróleo y gas. (Short J.A. 1993)

2.3. Diseño de Pozos

Los mejores diseños de programas de perforación direccional y horizontal se realizan mediante la preparación de una óptima dirección del pozo y siguiendo los objetivos que conforman el programa de perforación de pozos. Los programas de perforación incluyen varios parámetros basados en el equipamiento específico y las experiencias, algunas veces los programas de perforación requieren modificaciones por eventualidades que necesariamente tienen que tomarse en cuenta, normalmente esto sugiere un nivel más alto de riesgo, la mejor forma de reducir este riesgo es mediante la ejecución de una adecuada elección de factores disponibles.

2.3.1. Definiciones

Varios términos son resumidos en esta sección para un mejor entendimiento de los diversos estudios que se realizarán en las páginas posteriores, las operaciones de perforación son similares tanto para la producción de petróleo como la producción de gas. Las palabras pozo y agujero a menudo son intercambiadas. Pozo hace referencia al agujero o pozo antes de completarse. Pozo es también un término colectivo referido a las paredes del pozo, y al agujero que ha sido perforado.

2.3.1.1. Profundidad del Pozo

La profundidad medida a lo largo del eje del pozo es la profundidad medida (MD) equivalente a la profundidad perforada, esta medida es usada para la medida del casing, y otras medidas de longitud a lo largo del pozo. La profundidad vertical verdadera (TVD) es la distancia vertical entre un punto en el pozo y el plano de la superficie (inmediatamente encima del punto). La profundidad medida del pozo (MD) es siempre igual o mayor que la profundidad vertical verdadera (TVD).

2.3.1.2. Drift del Pozo

Drift o inclinación del pozo es el ángulo entre el eje del pozo y el eje vertical, con ambas líneas en el plano vertical.

2.3.1.3. Tool Face

El Tool face es el componente horizontal de la dirección del pozo respecto de la broca u otra herramienta de perforación, esta definición es muy importante para tener siempre en claro la dirección Azimutal del pozo.

2.3.1.4. Información de Referencia

La información de referencia puede ser muy provechosa. Es siempre importante obtener la información de operación y datos de otros pozos en el área, así como revisar los historiales del pozo para un diseño de referencia y datos de operación, esta información incluye problemas en la construcción, control, y el ángulo de caída, de la perforación y problemas de formación. Otras fuentes de información incluyen a proveedores de equipo, rendimiento de los trabajadores, y la literatura publicada. La importancia de investigar registros y la planificación detallada no puede ser obviada. Es importante simplificar el diseño tanto como se pueda. El equipo y los procedimientos de perforación direccional y horizontal son útiles para estabilizar el pozo, pero las operaciones no son rutinarias. Los motivos para el análisis de la

información de referencia incluyen operaciones relacionadas como: la desviación, carreras de corrección de pozo, circulación, revisiones del survey, así como los viajes adicionales de la broca.. Estas operaciones con frecuencia toman más tiempo de lo planificado. El tiempo ampliado de las operaciones aumenta el riesgo, y los problemas de la perforación vertical se incrementan con la perforación direccional y horizontal.

2.3.1.5. Hidráulica de Perforación

La hidráulica de perforación debe ser calculada para asegurar un adecuado volumen y presión del lodo para operar la turbina o motor de fondo y de tal manera que permita remover los recortes producidos durante la perforación. La limpieza del pozo es un problema común en pozos de alto ángulo y pozos horizontales, por lo que es importante tener una presión y volumen del lodo adecuado. Los cálculos deberían incluir la presión hidrostática de la columna del lodo y otras presiones basadas en la profundidad vertical verdadera para pozos de alto ángulo. La profundidad medida comúnmente es suficientemente exacta en un pozo vertical y pozos direccionales de bajo ángulo. Puede haber diferencias considerables entre la profundidad vertical verdadera y la profundidad medida en el caso de pozos horizontales, y pozos direccionales con alto ángulo de inclinación.

2.3.1.6. Torque y Arrastre

El exceso de arrastre y torque puede ser un problema mayor en la perforación de un pozo, en muchas operaciones de pozos direccionales y horizontales con altos ángulos de inclinación el aumento en el arrastre y/o torque es significativo, para reducir al mínimo la cantidad de problemas de pozos direccionales causado por los efectos agresivos del arrastre y torque, el diseño de la inclinación del pozo debe considerar la minimización de los cambios en el ángulo y suavizar las secciones curvas.

2.3.1.7. Patas de Perro

Se denomina patas de perro al cambio del ángulo en la combinación de las direcciones verticales y horizontales medidos en deg/100pies, este valor no debería

ser mayor a $4^\circ/100$ pies mientras sea posible, cuando ocurren cambios que exceden al recomendado se incrementa el riesgo de tener pegas y otros problemas en el pozo.

2.3.1.8. Diámetros Óptimos

Los diámetros pueden ser determinados para cada tipo de estructura de diseño de pozo, un agujero óptimo medirá de $8 \frac{3}{4}$ in. a $9 \frac{7}{8}$ in, mientras que agujeros de diámetro reducido necesitan motores direccionales mas pequeños y estos son menos confiables y eficientes pues es más difícil de desviar y perforar pozos de larga trayectoria especialmente en formaciones muy duras, y en formaciones abrasivas. Esto es importante para diseñar que tanto mas se puede optimizar las medidas de los pozos perforados.

2.3.1.9. Estabilidad del Pozo

La estabilidad del pozo puede presentar problemas en la sección horizontal del pozo, aunque esto no es reportado como un problema mayor en la literatura, pruebas y cálculos especiales ayudan en la determinación de los parámetros que permiten un mejor control de la estabilidad del pozo. En la actualidad se esta usando el estudio geomecánico del yacimiento para el análisis y prevención de problemas relacionados a la estabilidad del pozo, así como problemas posteriores a la perforación.

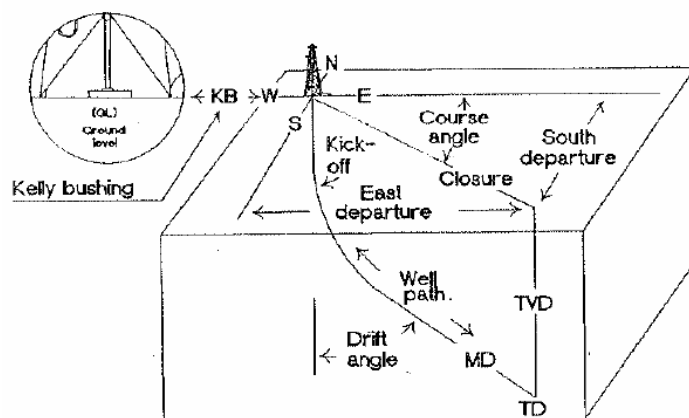


Figura 7. Diseño de pozos. (Short J.A. 1993)

2.4. Riesgos y Grados de Dificultad

Las operaciones de perforación tienen dos clases básicas de riesgo. Uno es el riesgo encontrado durante la perforación y la completación del pozo. El segundo es el riesgo de que el petróleo y el gas no se encuentren o los volúmenes y los caudales sean menores al estimado, ambos son igual de importantes, estos dependen del estudio preliminar, la planificación cuidadosa, y operaciones prudentes. El pozo debe ser localizado donde los volúmenes de petróleo y gas existan en cantidades económicas, de otra manera, la operación de perforación no es económicamente rentable a pesar de la eficiencia operativa.

Los riesgos incluyen el exceso de arrastre y el momento de rotación, la posibilidad de pegas, problemas dentro de las formaciones o con el casing, rupturas, y otros problemas de perforación. Los riesgos adicionales en pozos direccionales y horizontales se relacionan con el número y el radio de curvas y vueltas, inclinación, longitud de la sección del agujero inclinado y horizontal, estabilidad del pozo, y la experiencia del operador.

Un blowout en Texas ocurrió cuando un pozo, mientras se perforaba horizontalmente, prendió fuego y destruyó el aparejo. Si no todas las situaciones similares pueden ser prevenidas con el equipo de seguridad y procedimientos del pozo, la severidad y la probabilidad de problemas aumentan con la profundidad y ángulos más altos. El riesgo es el menor en el caso del modelo vertical, aumenta con el modelo direccional, y es el más alto para la perforación horizontal.

El riesgo de una perforación satisfactoria así como una buena completación del pozo se relaciona con el “Grado de dificultad”, riesgos más altos son asociados con un grado más alto de dificultad y causan gastos mayores. La tabla 1 compara el grado de dificultad de perforar pozos direccionales y horizontales en referencia a pozos verticales.

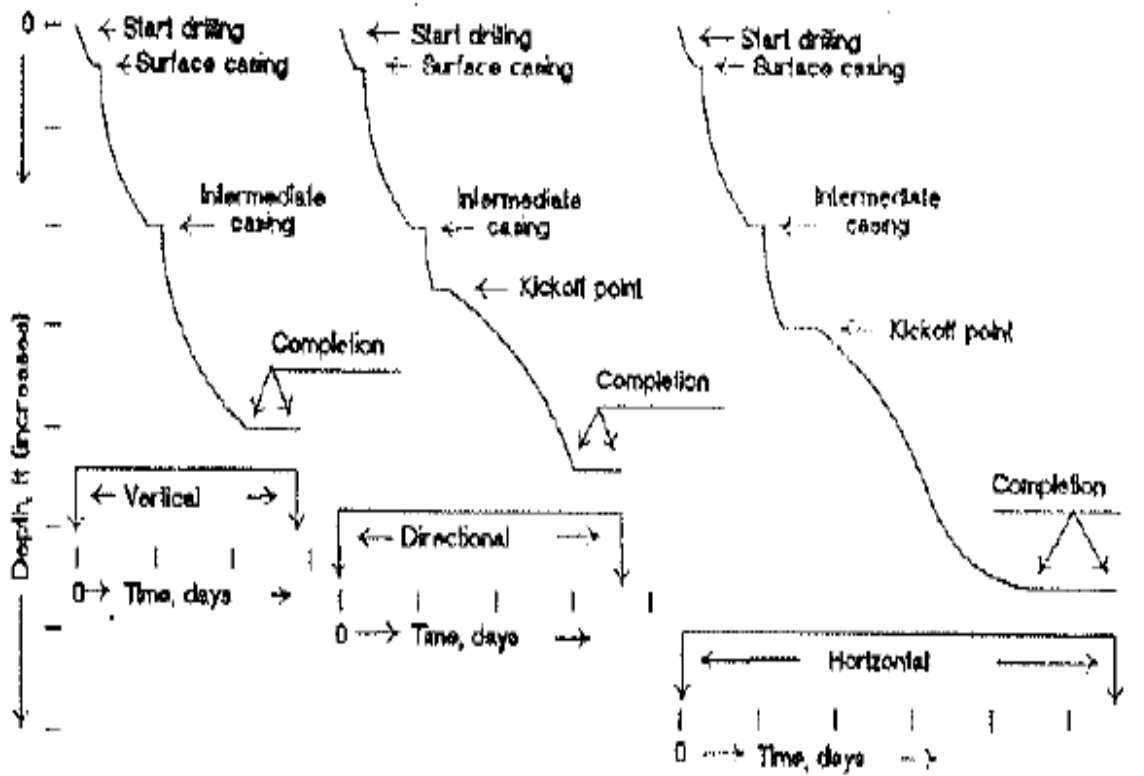
“Grado de Dificultad” Direccional / Horizontal		
Clasificación	Grado de dificultad	Costo Relativo (% sobre un vertical)
VERTICAL	Low	0
DIRECCIONAL		
Single-bend	Low	25
Double-bend	Low to Medium	50
Complex	Medium	100
Extended-reach	Medium to High	150
High-angle	High	200
Slant	Low to Medium	50
HORIZONTAL		
Short Radius	High	200
Medium Radius	Medium to High	150
Long Radius	High	200

Tabla 1 “grado de dificultad” en pozos horizontales y desviados. (Short J.A. 1993).

En este caso el pozo de referencia es un agujero vertical localizado en la misma área que los pozos direccionales y horizontales. Estos son aproximados y son catalogados sólo para dar una idea de la magnitud de riesgo, pero no deberían ser usados para estimaciones reales.

2.5. Estimado de Costos de un Pozo

El estimado de costos de un pozo depende del proyecto específico. Los gastos aproximados de pozos direccionales y horizontales se relacionan con el grado de dificultad como fue catalogado en la tabla 1, estos son sólo una regla de proyecto específico, modelan la complejidad, y varios problemas descritos en la sección sobre el riesgo. El personal experimentado puede estimar de fuentes fidedignas los costos aproximados de la perforación de un pozo, pero la exactitud puede disminuirse en operaciones de riesgo más altas.



Rate-time curves (Based on measured depths)

Figura 8. Comparación de programas de perforación. (Short J.A. 1993)

3. REGISTROS DE RESISTIVIDAD

Este capítulo introduce la medida de resistividad de la formación y explica como y por qué medimos la resistencia de la formación durante la perforación. La resistencia es el grado al cual una sustancia se opone el flujo de una corriente eléctrica. Aunque hayan diversos factores complicados, en general, los hidrocarburos y la roca proporcionan una cantidad grande de resistencia al flujo de corriente eléctrica. El agua salada en una formación proporciona poca resistencia al flujo de una corriente eléctrica.

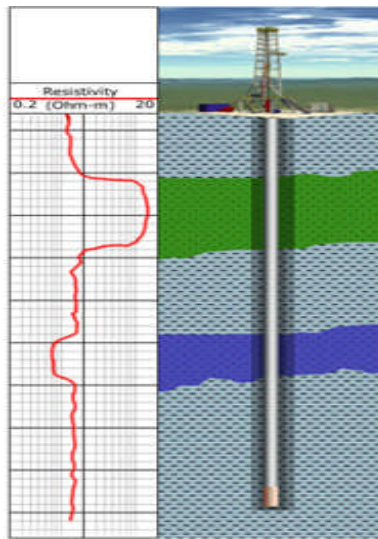


Figura 9. Registro de Resistividad

3.1. Aplicaciones de la Medida del Registro de Resistividad

El objetivo del Registro de Resistividad es medir la resistencia de la formación alrededor de la perforación. Las medidas de resistividad son presentadas gráficamente sobre un tramo de registro, las medidas de Resistividad la usamos para varios objetivos:

- Localizar Hidrocarburos.
- Determinar cuánto hidrocarburo está presente en la formación.
- Correlacionar la información con múltiples registros.
- Estimar la presión de poros.
- Determinar el gradiente de Fractura.
- Determinar la invasión de fluido.
- Determinar la Anisotropía de las formaciones.

3.1.1. Determinar la Presencia de Hidrocarburo en la Formacion

La medida de resistividad de la formación nos ayuda a determinar cuánto del fluido de formación es hidrocarburo, en el fluido de formación, el petróleo o el gas nunca es el 100 %. Estos siempre vienen acompañados de algún volumen de agua. Se introducen datos de registros de resistividad en ecuaciones desarrolladas para calcular la saturación de agua de la formación, o calcular cuánto del fluido de formación es petróleo y cuanto es agua, la base de todas estas ecuaciones para calcular la saturación de agua es la Ecuación de Archie.

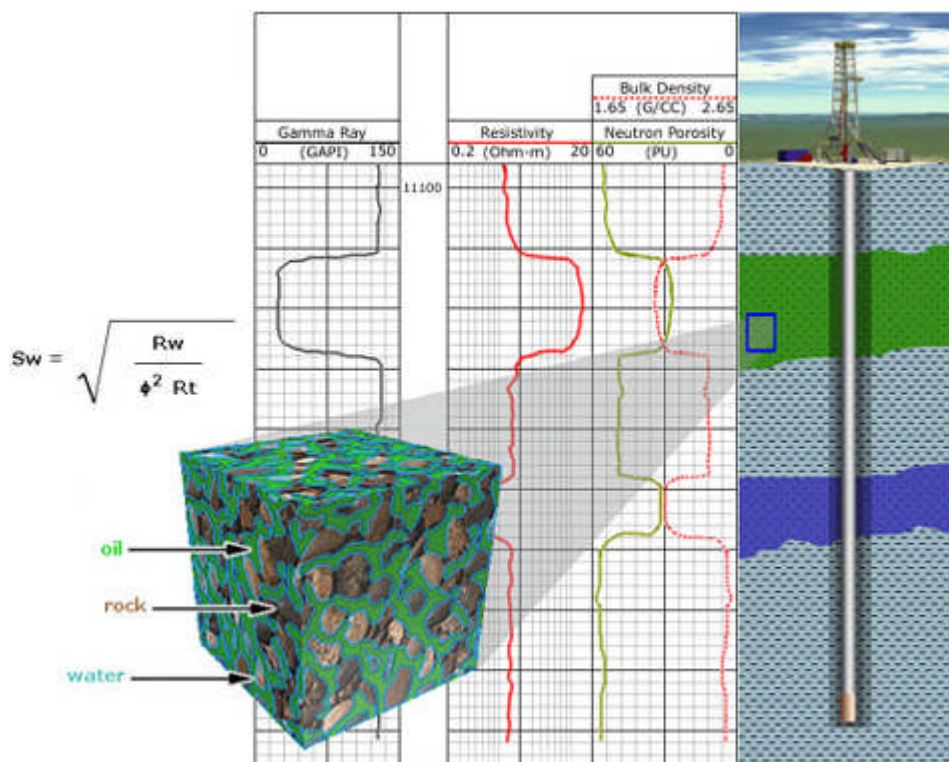


Figura 10. Registro de resistividad usado para determinar saturaciones.

Casi todos los tipos de formación contienen agua, pero hay menos y menos volumen de agua conforme se avanza en profundidad en la Tierra. Esto es porque el peso de las capas litostaticas origina que las capas mas inferiores sean las mas compactadas, esto con eficacia "exprime" hacia afuera el agua de estas áreas y reduce la porosidad de la formación. Ya que hay menos agua en niveles más profundos, la resistividad debería aumentar mientras mas profundo se perfora.

3.2. Zonas de Invasión de Fluidos

Durante la perforación de un pozo existe una interacción dinámica entre la presión hidrostática causada por el fluido de perforación y la presión de poros natural de la formación. Mientras se perfora en el método de sobre balance, la presión hidrostática excede la presión de poros, lo que origina un ingreso de fluido hacia la formación. Este fenómeno es mayor Cuando se perforan algunas zonas de baja presión poral, el efecto del ingreso de fluido es aun mayor dañando la formación. Esto es visible en el registro de resistividad y para el estudio del mismo se determino un modelo de análisis de invasión de fluido en el pozo el cual divide las zonas de invasión en tres tipos.

- Zona Lavada
- Zona de Transición
- Zona Virgen

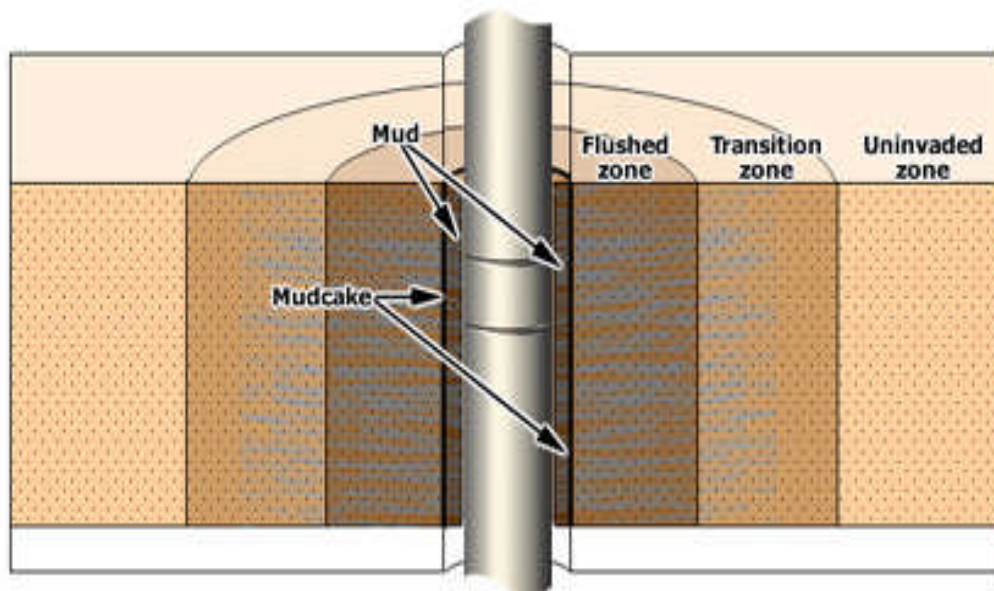


Figura 11. Perfil de invasión de fluido.

3.2.1. Zona Lavada

Esta zona contiene solo el filtrado del lodo, los fluidos de la formación original han sido lavados.

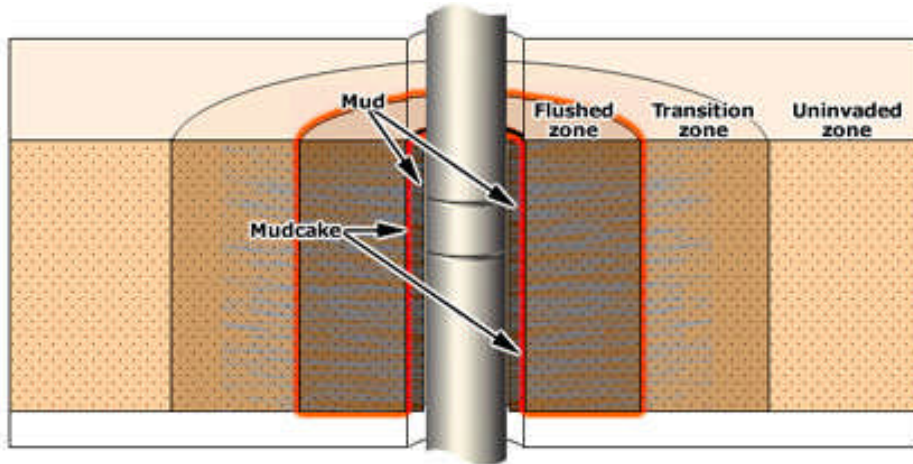


Figura 12. Zona Lavada.

3.2.2. Zona de Transición

Esta zona contiene filtrado de lodo y fluido de la formación original. Esta más lejos de las paredes del pozo, el desplazamiento de fluido de formación por el filtrado de lodo es menor y menos completa.

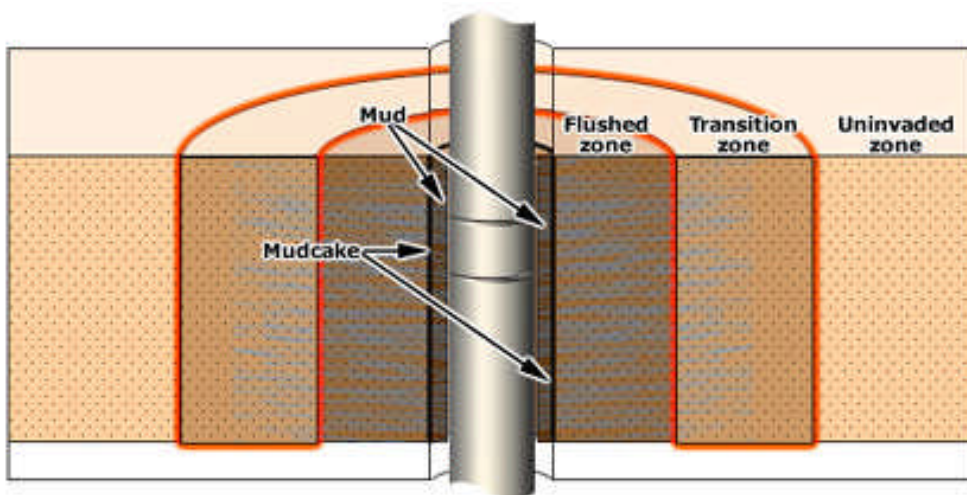


Figura 13. Zona de Transición.

3.2.3. Zona Virgen

Esta zona contiene hidrocarburos y agua natural de la formación. La resistividad de esta zona es la que se determina para el estudio real del yacimiento.

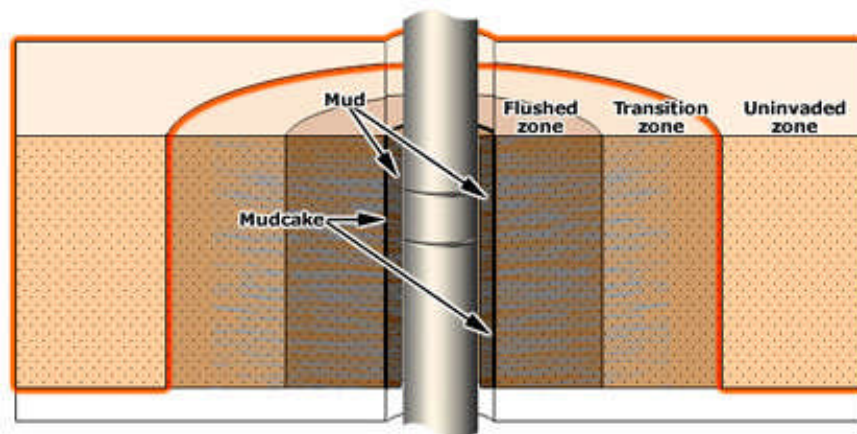


Figura 14. Zona Virgen.

Estos tres tipos de zonas son caracterizadas y tomadas en cuenta en este capítulo por la importancia en el efecto que esto tiene en el registro de resistividad ya que formaciones con alto grado de resistividad pueden pasar desapercibidas en el análisis petrofísico si es que no se considera el conocimiento de la invasión de fluido en la formación, así mismo es muy importante determinar el mecanismo de invasión en el pozo para determinar fracturas naturales que al final resulten favorables en la producción del reservorio.

4. EVOLUCION DE LA TECNOLOGIA LWD

4.1. Primera Generacion

En las primeras innovaciones de este servicio de medición continua durante la perforación, la aplicación básica de esta herramienta evaluaba geológicamente la formación para un mayor conocimiento de las estructuras perforadas así como de la litología atravesada durante la perforación del pozo, a continuación se detalla mediante un esquema la aplicación inicial de LWD.

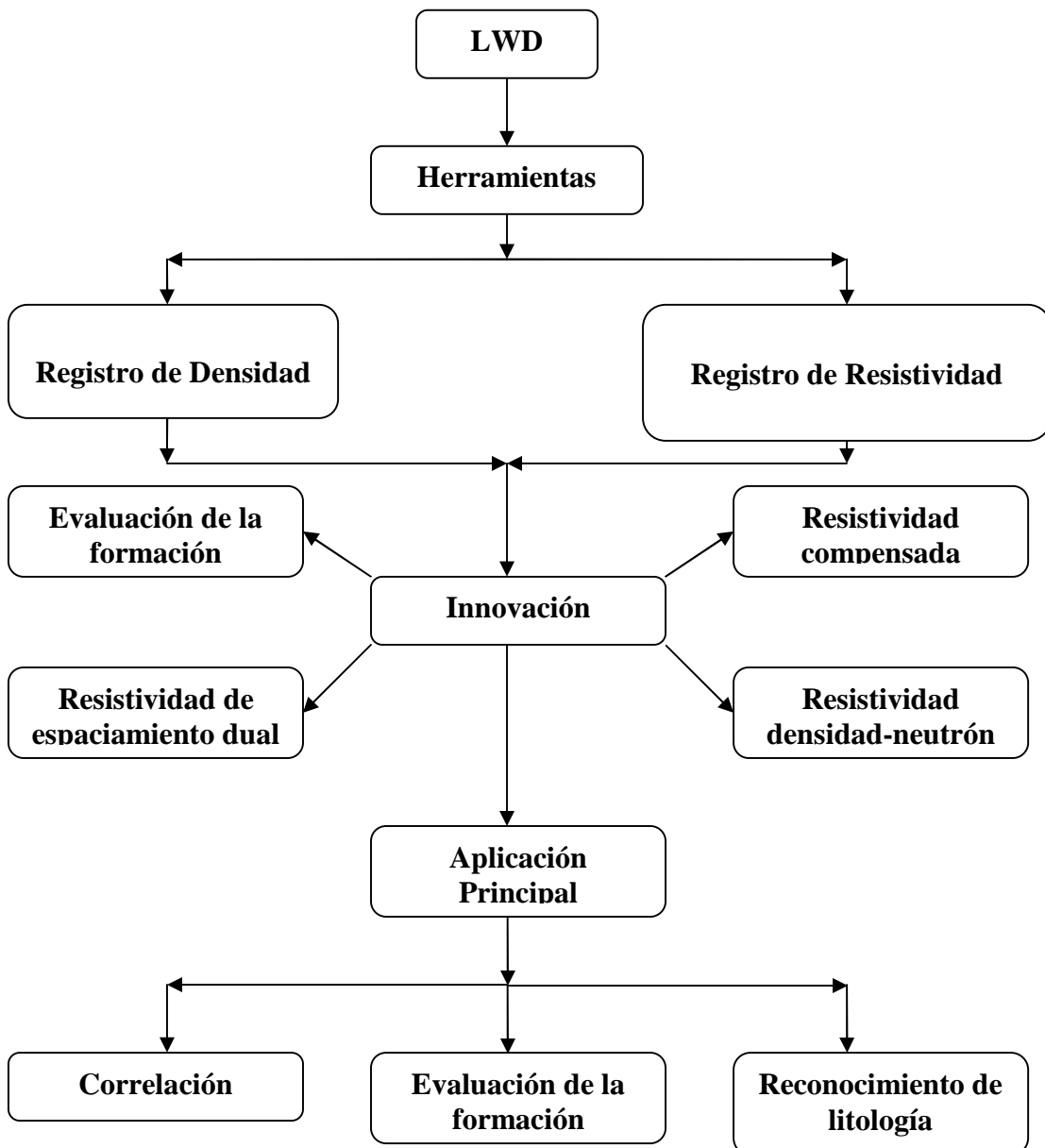


Figura 15. Esquema del servicio LWD en su primera generación.

4.2. Segunda Generación

La segunda fase de desarrollo de las técnicas LWD, ocurridas a mediados de la década de 1990, reflejo esta evolución con la introducción de mediciones azimutales, imágenes del hueco, motores direccionales instrumentados y programas de simulación para lograr una colocación exacta del pozo mediante la geonavegación. En un principio, el direccionamiento en tiempo real utilizaba la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en Inglés), y posteriormente la resistividad para detectar los bordes de las capas de arena y lutita.

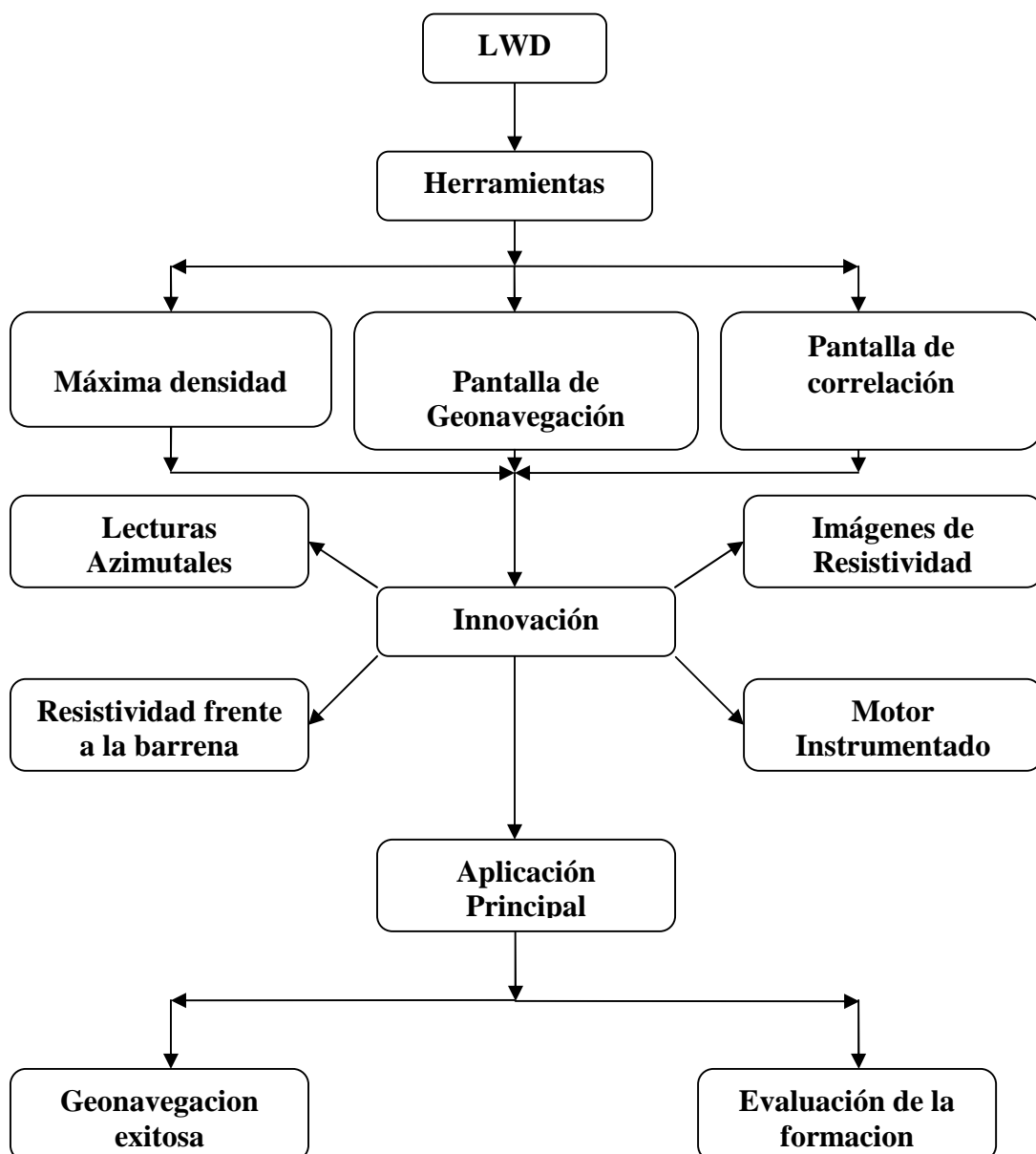


Figura 16. Esquema del servicio LWD en su segunda generación.

4.3. Tercera Generacion

Actualmente, los ingenieros de perforación utilizan medidas azimutales obtenidas en tiempo real que incluyen imágenes del pozo, buzamientos y densidad de la formación, 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 alcances extendidos y horizontales.

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 columna 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 pozo.

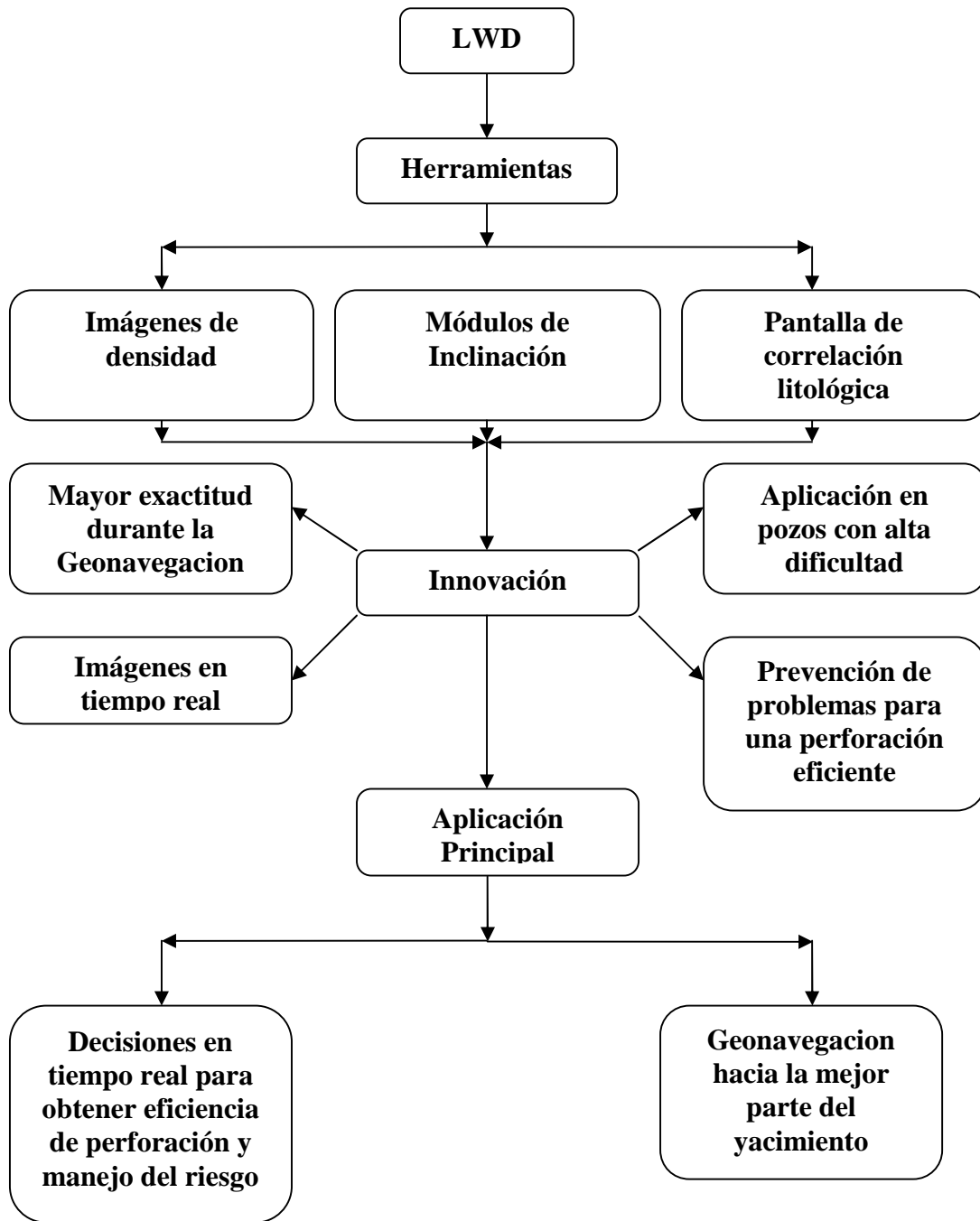


Figura 17. Esquema del servicio LWD en su tercera generación.

5. MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DE LA FORMACION

Las herramientas toman medidas de resistividad que usan como principio la Ley de Ohm's. Una herramienta envía desde el trasmisor una corriente eléctrica dentro de la formación, el receptor mide la corriente y el voltaje aplicado que se produce para determinar la resistencia de la formación.

Ley de Ohm's: $V=R*I$

V = Voltaje

R = Resistencia

I = Corriente

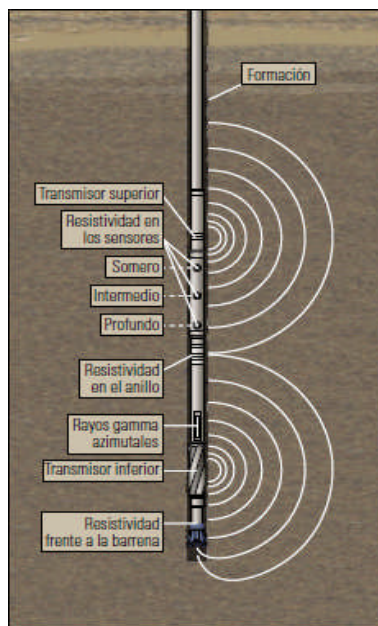


Figura 18. Esquema de flujo de corriente en la formación.

5.1. Medida de la Corriente Cercana a la Broca

Para medir la resistividad en la broca, se ubica un dispositivo de medida en el collar; la herramienta cercano a la broca, este dispositivo de medida es un espiral enrollado y la broca así como la parte baja de la herramienta son usadas como un electrodo.

Cuando la corriente pasa debajo del collar induce un voltaje y una corriente en el rollo. La herramienta mide la corriente en el rollo, esta corriente es proporcional a la medida de la corriente alrededor de la herramienta, la espiral mide el flujo de corriente a lo largo del eje de la herramienta.

La cantidad de corriente que pasa por el rollo de medición esta relacionada con la facilidad con la cual la corriente puede dejar el instrumento debajo del rollo de medición.



Figura 19. Uso de la broca como electrodo.

Por ejemplo, si la broca entra en una formación resistiva, más corriente fluirá encima del rollo y menos corriente dejará la broca debajo del rollo. Ya que el voltaje permanece constante, la corriente que disminuye indica un aumento de la resistencia cercana a la broca.

A la inversa, si la broca entra en una formación conductiva, una inundación de corriente atraviesa el rollo y sale en la zona conductiva. La corriente creciente quiere decir una disminución en la resistencia cercana a la broca.

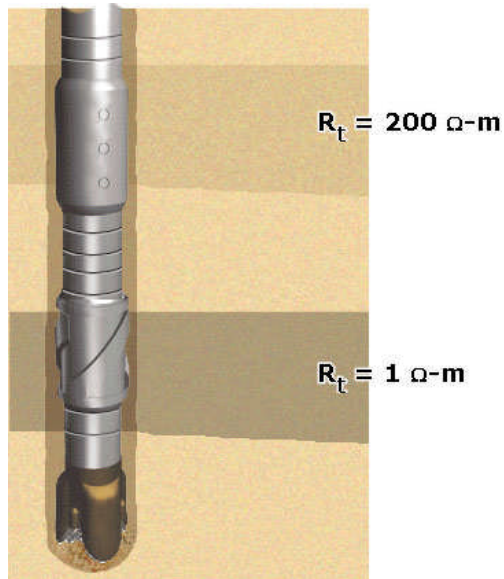


Figura 20. Medicion de la resistividad de la formacion.

5.2. Medicion de la Corriente en los Diferentes tipos de Fluidos de Perforacion

Existen dos tipos de fluidos de perforación en los cuales estas herramientas podrían actuar y para las cuales la medicion de la corriente se realizara en diferentes formas, a continuacion se detalla las medidas de resistividad de la formacion para lodos conductivos, y lodos no conductivos.

5.2.1. Medicion de la Corriente en Lodo Conductivo

En un fluido de perforacion conductivo o base agua, el sistema de medicion permite el flujo de la corriente desde cualquier punto en la herramienta y la broca hacia la formacion y que luego retorna hacia la herramienta siendo captada por el transmisor para cerrar el circuito.

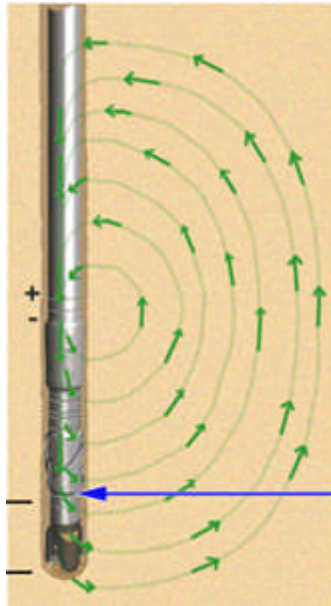


Figura 21. Paso de la corriente en un lodo conductivo.

5.2.2. Medición de la Corriente en Lodo no Conductivo

En un fluido de perforación no conductivo, base petróleo o aireado, el lodo trabaja como un aislante debido a su alta resistividad, la corriente fluye desde la broca hacia la formación debido al contacto directo que existe entre ambos, y luego esta corriente retorna a la herramienta por algunos puntos de contacto entre la sarta de perforación y la formación realizándose de esta manera la toma de la medida de corriente para el cálculo de resistividad de la formación.

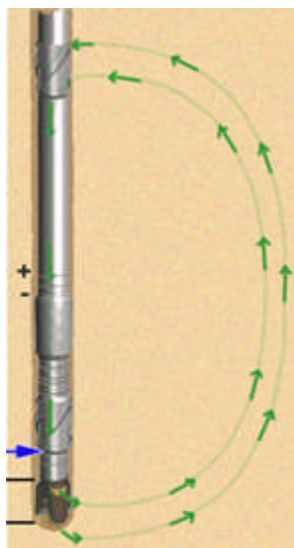


Figura 22. Paso de la corriente en un lodo resistivo.

5.3. Profundidad de Investigación

La corriente que fluye directamente hacia el transmisor trata de tomar el camino más corto, debido a que los campos de la corriente eléctrica son paralelos, la corriente que fluye a través del arreglo de transmisor-receptor más cercano tomará el camino más corto y por lo tanto tendrá menor profundidad de investigación, a diferencia del arreglo transmisor-receptor más lejano el flujo de la corriente tomará el camino más largo y por lo tanto tendrá una mayor profundidad de investigación.

Cuando el transmisor es más lejano, más profunda es la profundidad de investigación.

Por ejemplo, se tienen tres electrodos de medición. El electrodo más cercano al transmisor tiene una profundidad de investigación de 1 pulgada. El electrodo ubicado al medio tiene una profundidad de investigación de 3 pulgadas y el electrodo más lejano del transmisor tiene una profundidad de investigación de 5 pulgadas.

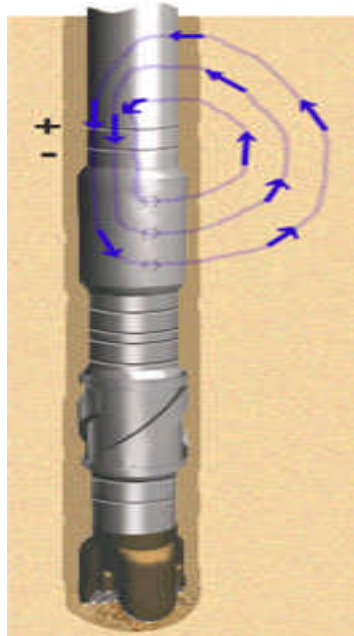


Figura 23. Profundidad de investigación.

6. TRANSMISION DE LA INFORMACION EN TIEMPO REAL

Con el avance de las tecnología LWD y MWD. La consiguiente recolección de crecientes cantidades de datos, los instrumentos de telemetría se han convertido en un cuello de botella al momento de movilizar estos grandes volúmenes de información a superficie. La obtención de datos en tiempo real requiere anchos de banda adecuados y altas velocidades de transmisión de datos.

6.1. Modo de Transmision de Informacion en Tiempo Real

La herramienta MWD es la fuente de energía primaria que va conectado a la herramienta LWD. Esta conexión es hecha mediante una extensión, la extensión tiene debajo de la herramienta una fuente eléctrica (LTB). La energía es transmitida por la fuente electrica al la herramienta LWD. Los datos en tiempo real también son transmitidos por la misma fuente del instrumento LWD al instrumento MWD.

El instrumento MWD debe sobre proporcionar la fuente de energía necesaria y recibir los datos datos, cuando la herramienta MWD proporciona la energía suficiente para la operacion el instrumento LWD transmite datos en tiempo real y al mismo tiempo genera datos de grabación a la memoria.

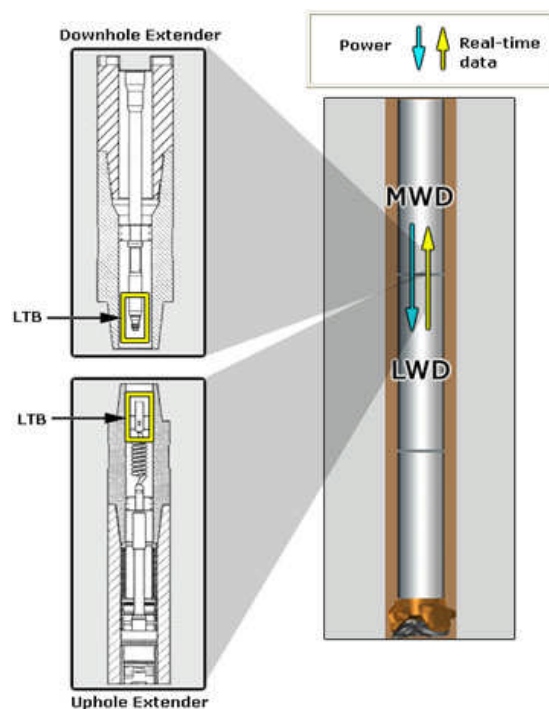


Figura 24. Modo de transmisión de la información.

6.1.1. Requerimientos de La Fuente de Energia

Las herramientas LWD necesitan una fuente de energia para lo siguiente:

- Tiempo de corrida de la herramienta.
- Mediciones continuas durante el proceso de perforacion.
- Grabar la información en la memoria.
- Enviar la información en Tiempo real a la herramienta MWD para la transmisión a superficie.

6.2. Desafios para la Transmision

La recuperación de datos almacenados en el fondo del pozo requiere la extracción del BHA entre las operaciones de los viajes de la sarta de perforacion establecidos en el pozo. La interrupción de la perforación para la recuperación e interpretación de los datos puede resultar en un mayor tiempo de perforación y, por ende, en pozos más costosos.

El sistema de telemetría MWD permite la transmisión inalámbrica de datos desde la barrena hasta la superficie. La singular técnica que utiliza esta herramienta es la transmisión continua de pulsos mediante el lodo de perforación el cual permite transmitir datos a velocidad de hasta 12 bits por segundo (bps). Hoy en día mediante las herramientas LWD es posible obtener registros en tiempo real con densidades de muestreo de datos equivalentes a la de registros adquiridos con herramientas operadas a cable y a velocidades de penetración de hasta 70 m/hr (230 pies/hr). La velocidad e intensidad de la transmisión de datos pueden configurarse para distintos tipos de fluidos de perforación y para ciertas profundidades de perforación específicas.

La perforación en aguas profundas plantea desafíos adicionales en lo que respecta a los sistemas de telemetría. Las temperaturas del fondo del mar pueden ser inferiores a 0° C (32° F). Con una presión hidrostática en la base del tubo de elevación superior de 34.5 MPa (5000 lpc). El fluido de perforación que fluye en forma ascendente desde las calidas condiciones existentes en el fondo del pozo se enfría considerablemente al atravesar los largos y fríos tubos de elevación que los llevan a la superficie. El cambio de temperatura, entre la superficie y el fondo, puede afectar en forma sustancial la viscosidad de los fluidos de perforación. La atenuación de la señal puede aumentar al enfriar el fluido, provocando la pérdida o degradación potencial de la señal del fondo del

pozo, esto debido a que la transmisión de los datos del fondo del pozo hacia la superficie se realiza mediante pulsos compresionales emitidos por la herramienta MWD los cuales viajan a través del fluido de perforación y están sometidos a las condiciones físicas del mismo. Los diseños modernos de las herramientas de telemetría, ajustan automáticamente la velocidad de transmisión de datos como una función de temperatura para reflejar los cambios producidos en la viscosidad del lodo y en la potencial atenuación de la señal.

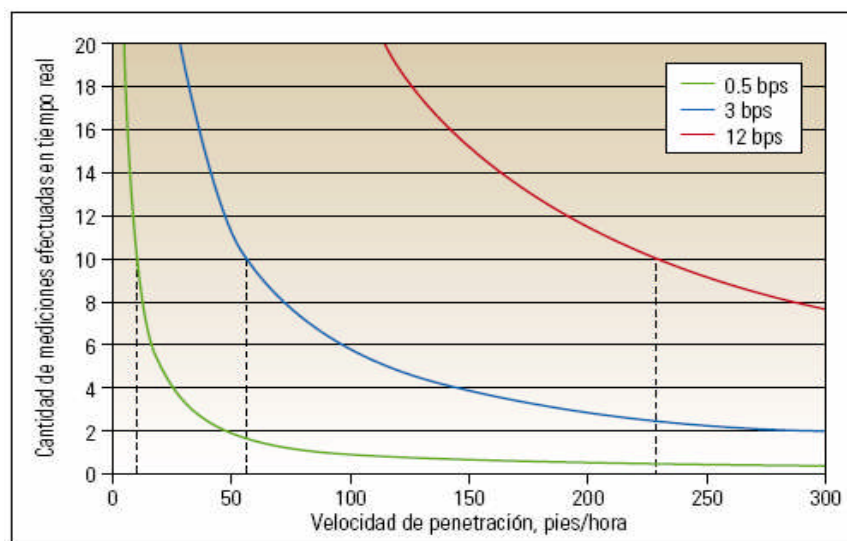


Figura 25. Efectos de la variación del ROP en la transmisión. (Oilfield Review, 2001)

6.3. Evolución y Mejora del Sistema de Telemetría

Los recientes avances implementados en el sistema de telemetría para la transmisión de datos hacia la superficie, son usados para reconfigurar el sistema de telemetría en el pozo en caso de producirse cambios en los parámetros clave durante una carrera de barrena. Por ejemplo, antes de comenzar el incremento angular en un pozo horizontal, la información sobre la orientación del pozo en tiempo real es prioritaria; en el tramo horizontal son más importantes las mediciones de evaluación de formaciones. La capacidad del sistema de telemetría también permite reconfigurar la velocidad de transmisión de la señal y la intensidad de la misma acorde a las necesidades específicas.

Además de observarse mejoras en la telemetría, esta última década ha sido testigo de mejoras sustanciales en la visualización de la pared del pozo. Los datos de pozo en las

décadas de 1970 y 1980, eran representados como curvas simples en carriles de registros. Hasta hace poco tiempo, este seguía siendo el método de visualización de datos LWD preferido, o quizás el único.

El desarrollo de herramientas avanzadas de generación de imágenes de la pared del pozo y de programas de análisis de datos condujo al despliegue de imágenes en dos dimensiones (2D). Si bien los analistas de registros experimentados pueden interpretar fácilmente las visualizaciones 2D, el proceso es subjetivo y no intuitivo, sobre todo para el analista inexperto. A fines de la década de 1990, las imágenes 3D proporcionaron una visualización más directa de la pared del pozo. En el año 2001, los avances registrados en materia de tecnología de procesamiento de datos condujeron a la generación de imágenes 3D texturadas, lo que permitió agilizar y comprender mejor la interpretación. Hoy, la gran cantidad de conocimientos que proveen las imágenes de la pared del pozo puede ser apreciada por un mayor grupo de personas relacionadas con las tareas de perforación.

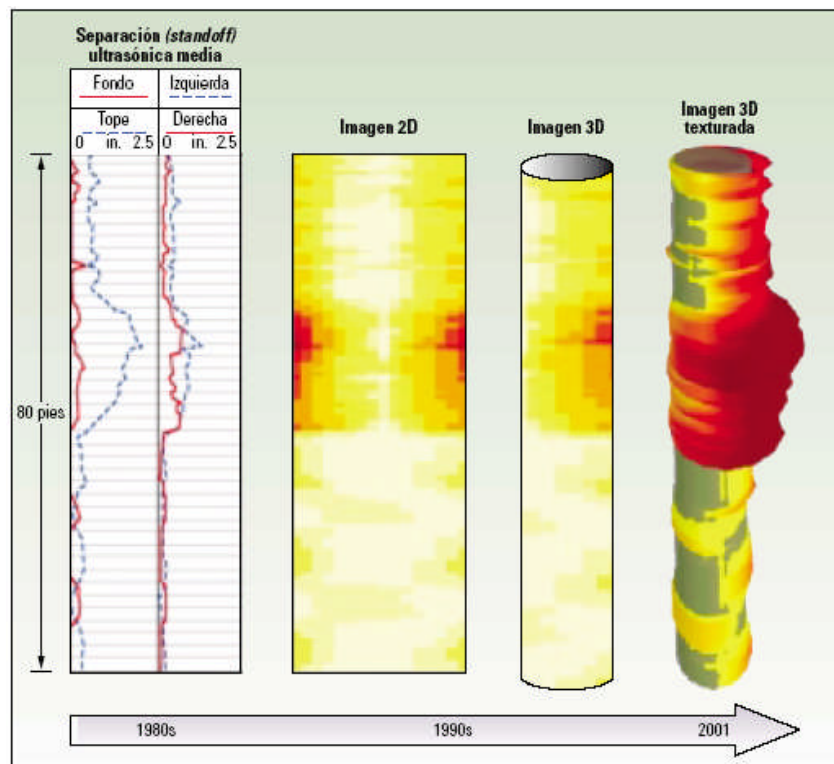


Figura 26. Representación del registro en el tiempo. (Oilfield Review, 2001)

7. COLOCACION ÓPTIMA DE POZOS

Las imágenes de cobertura total, utilizadas en la interpretación estructural, durante la geonavegación, para la evaluación de la formación, y para el análisis de fallas del hueco, se pueden obtener con la herramienta LWD en amplias condiciones de lodo. En los lodos conductivos, la resistividad azimutal proporciona capacidad adicional de generación de imágenes. Actualmente, se pueden generar imágenes del registro de densidad e imágenes de resistividad en tiempo real, o a partir de los datos almacenados en memoria. En pozos horizontales, o con desviación muy marcada, perforadas con lodos sintéticos o a base de petróleo, estas herramientas proporcionan con frecuencia la única opción para obtener imágenes del hueco para una interpretación optimizada.

En un principio, Las herramientas LWD fueron construidos para alojarlos en diámetros de 4 ¾ pulgadas, pero hoy en día se encuentran disponibles para BHA's de 6 ¾ pulgadas. Estas herramientas han sido diseñadas para agujeros cuyo diámetro es inferior a 6 ¼ pulgadas, mientras que las nueva herramientas se usa para agujeros de 8 a 9 ¼ pulgadas. El nuevo sistema LWD también ha sido diseñado para agujeros de 12 ¼ pulgadas.

7. 1. Imágenes Azimutales

Para optimizar la eficiencia y exactitud de la perforación, las imágenes de la herramienta LWD de alta resolución pueden revelar características estratigráficas sutiles, estratificación de la formación y buzamientos cercanos al hueco que les ayudan a los ingenieros de perforación a mantener los agujeros paralelos a la estratificación lo cual reduce la incertidumbre en la geonavegación.

Las imágenes de resistividad también proporcionan información valiosa sobre fracturas y fallas del hueco que reflejan el estado geomecánico del agujero. Mediante el reconocimiento y entendimiento de los modos y mecanismos de fallas del hueco, con esto es posible tomar acciones correctivas que mejoran en la eficiencia de la perforación.

7.1.1. Imágenes de Densidad Azimutal

Los registros de imagen azimutal de alta resolución son extremadamente valiosos en los pozos con desviación muy marcada, sin embargo, algunas veces la misma

desviación complica la medición. La tecnología del densidad-neutrón azimutal permite mediciones de densidad y factor fotoeléctrico, P_e , con resolución vertical de 6 pulgadas y que ahora se muestrean en 16 sectores azimutales para obtener imágenes más detalladas para optimizar las decisiones de geonavegación en tiempo real y mejorar el análisis petrofísico. La disponibilidad de los datos de los cuadrantes asegura que se obtengan valores de densidad confiables en agujeros con desviación muy marcada. Esto tiene particular importancia cuando las herramientas se bajan sin estabilizadores. La visualización de la imagen del registro de densidad o el análisis de los datos de los cuadrantes indica los sectores que están realmente en contacto con el hueco, por lo tanto proporcionan una medición exacta de la densidad.

En el caso de hoyos agrandados, es posible obtener datos exactos y confiables en forma manual de los distintos sectores para intervalos diferentes. Más aún que el conjunto de fondo se mantenga en rotación, los sensores azimutales continuarán obteniendo mediciones para cada sector. Debido a que la herramienta puede encontrarse descentralizada dentro del hueco, estos datos pueden representar cantidades variables de lodo y formación. Bajo estas circunstancias, las imágenes del registro de densidad aún proporcionan valiosa información sobre la geología alrededor del hueco, como por ejemplo buzamientos, concreciones, y condiciones de hueco en espiral. Aunque los datos estructurales, tales como los buzamientos absolutos derivados de las imágenes y de azimut obtenidos de una herramienta que se desliza no son tan confiables, los cambios relativos todavía siguen siendo importantes.

7.1.2. Pantalla de Correlacion

La presentación del registro LWD para el sistema de medición de densidad azimutal se detalla mediante carriles o tracks en los cuales se despliega la información obtenida del pozo en tiempo real.

Carril 1:

Contiene la profundidad vertical verdadera (TVD) y el tiempo transcurrido entre la penetración de la barrena y la medición de la resistividad.

Carril 2:

Muestra los registros de rayos Gamma (rojo) y R_{wa} (relleno en verde).

Carril 3:

Presenta los volúmenes relativos de las litologías, el agua ligada a las arcillas y la porosidad efectiva.

Carril 4:

Despliega las resistividades medidas de la formación.

Carril 5:

Muestra el registro de Densidad Azimutal

Carril 6:

Contiene la imagen de densidad, las bandas verdes representan intervalos en los que no se generaron imágenes.

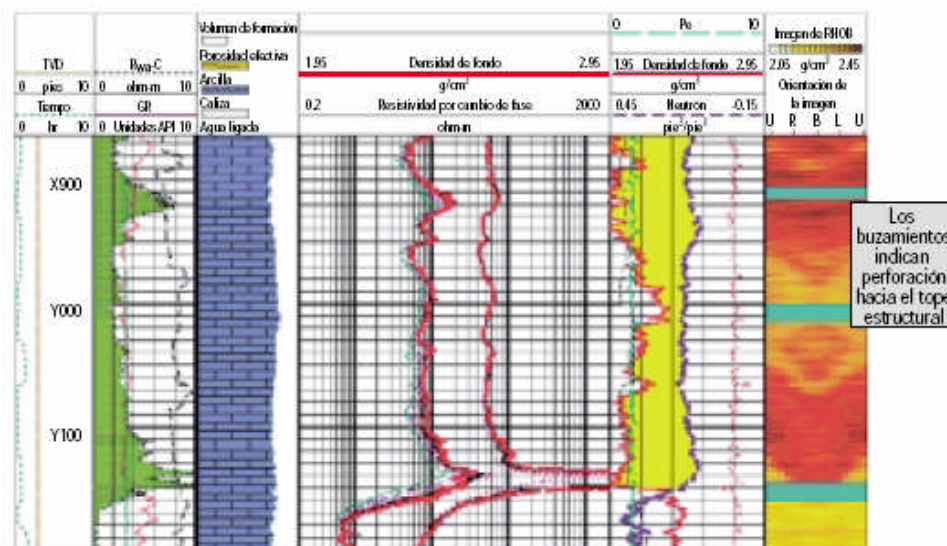


Figura 27. Pantalla de correlación. (Oilfield Review, 2001)

En una descripción breve de este registro se puede determinar que los buzamientos obtenidos de los patrones entrantes y salientes indican que el pozo se está perforando hacia el tope de la estructura. La resolución vertical de la imagen se encuentra dominada por la resolución del detector lejano, 6 pulgadas para el registro de densidad, y 2 pulgadas para el Pe.

Las imágenes muestran que la barrena de perforación se está dirigiendo hacia arriba y se aproxima a un borde mucho antes de que sea evidente en la geonavegación con registros de rayos gamma o resistividad. Los datos e imágenes azimutales proporcionan orientación del pozo respecto de los planos de estratificación, lo cual es vital para una geonavegación exacta y eficiente.

7.2. Imágenes de Resistividad

Las herramientas LWD agregan importantes mediciones de resistividad lateroperfil, estas mediciones incluyen resistividad frente a la barrena, resistividad anular de alta resolución, y una opción para resistividad azimutal de alta resolución cercana a la barrena, con varias profundidades de investigación. Las mejoras técnicas proporcionan mediciones más exactas en zonas de alta resistividad; incluso en los lodos más conductivos. La resolución de las imágenes LWD registradas ha mejorado al incrementar la tasa máxima de barrido de una vez cada 10 segundos, a una vez cada 5 segundos. El procesamiento en el fondo del pozo, permite cálculos en tiempo real de buzamiento estructural, esta tecnología ahora Incluye la transmisión y visualización de imágenes de cobertura total y en tiempo real de resistividad azimutal de 56 sectores. Cuando existe suficiente contraste de densidad, la heterogeneidad de la formación, los estratos delgados y las características estratigráficas a gran escala se pueden identificar en las imágenes del registro de densidad, así como en imágenes de resistividad de mayor resolución.

7.2.1 Presentación de registros de Imágenes Resistividad en tiempo real.

Los carriles de los registros tomados en el pozo generalmente se distribuyen de la siguiente manera:

Carril 1:

Muestra el azimut del pozo, así como el registro de rayos gamma azimutal (lado superior del pozo de color rojo, y lado inferior del pozo de color verde).

Carril 2:

Contiene los buzamientos aparentes (triángulos, lado derecho) y los buzamientos verdaderos (círculos, lado izquierdo) computados en tiempo real.

Carril 3:

Presenta las curvas de resistividad LWD: anular (negro), barrena (rojo) y botón de lectura profunda del lado superior (morado, línea de puntos) y el lado inferior (morada, línea de rayas) del pozo.

Carril 4:

Contiene la imagen generada en tiempo real a partir de datos de resistividad de los botones de lectura profunda de los 56 sectores.

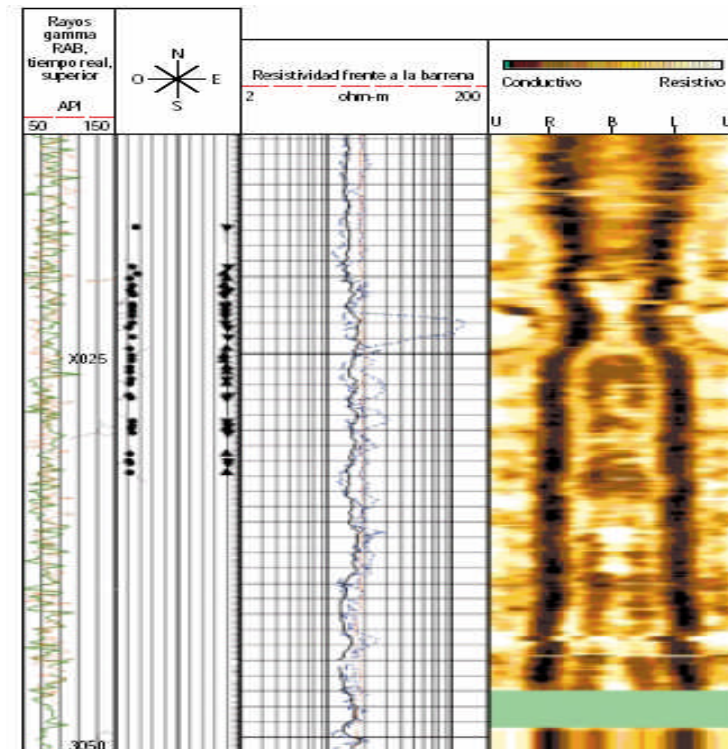


Figura 28. Pantalla de correlación. (Oilfield Review, 2001)

La imagen muestra el hueco paralelo a una capa delgada. La banda verde representa un intervalo donde no se generó imagen, debido a que hubo un problema de rotación de la herramienta.

7.2.2. Evaluación de las imágenes LWD y la herramienta FMI

La comparación de las imágenes de resistividad LWD la cual es corrida en forma continua durante la perforación de pozos para la obtención de imágenes del pozo así como los diversos registros que se obtienen de esta herramienta para la evaluación continua de la geonavegación, será comparada con los registros de imágenes que se obtienen de la herramienta FMI operada a cable, la cual se corre terminada la perforación, este análisis se muestra a continuación en la siguiente figura, en donde se observa claramente que la resolución de la imagen LWD es menor que la de su par operada a cable FMI, sin embargo las características geológicas primarias pueden observarse con facilidad y pueden utilizarse para determinar buzamientos

estratigráficos y estructurales. La comparación de buzamientos seleccionados manualmente con la imagen de la herramienta LWD y los buzamientos del FMI muestran una excelente concordancia.

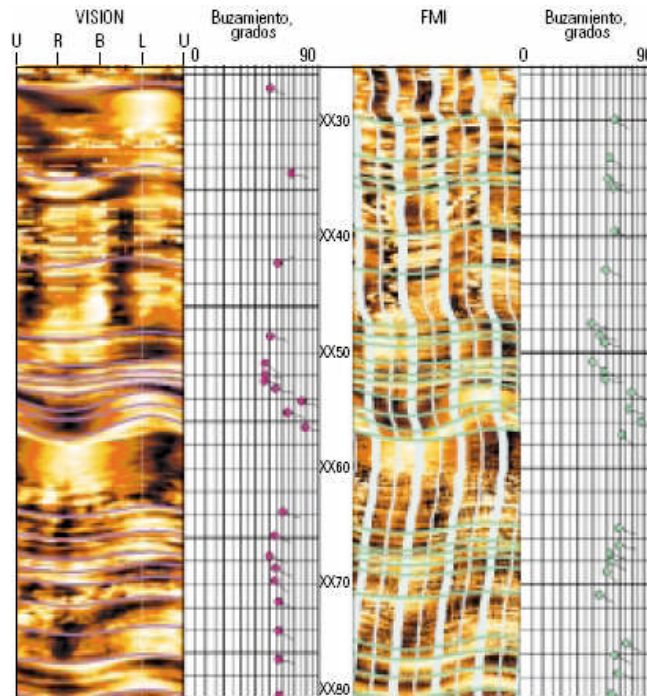


Figura 29. Comparación entre las imágenes LWD y FMI. (Oilfield Review, 2001)

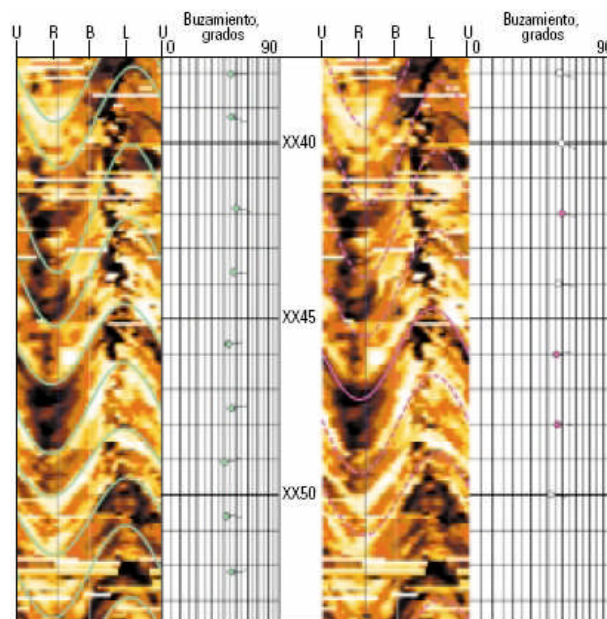


Figura 30. Comparación de buzamientos LWD y FMI. (Oilfield Review, 2001)

7.3. Medicion de la Inclinacion de la Broca

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 hoy 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 broca, especialmente las imágenes del hoyo, 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 terminos de profundidad vertical absoluta de menos de 2 m (6 pies) y en terminos de profundidad vertical 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.

Para lograr estos objetivos, los datos deben estar disponibles y enviarse a las personas que han de tomar decisiones dentro del periodo 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 anticipe 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.

La inclinación continua ahorra tiempo de perforación al reducir la necesidad de tomar medidas estacionarias. Los relevamientos continuos del pozo, provenientes del módulo de Medición de la inclinación en la Barrena en combinación con datos de las imagenes LWD, optimiza el control y la eficiencia de la perforación.

La medición directa del cambio de inclinación durante la perforación, optimiza el

direccionamiento y da como resultado una reducción en la tortuosidad y mínimas ondulaciones en los pozos horizontales. Las reducciones resultantes en el esfuerzo de torsión (torque) y en el arrastre de la columna de perforación permiten velocidades de penetración mayores y mejora la capacidad para perforar pozos de alcance extendido con secciones laterales de mayor longitud, a la vez que se reducen las posibilidades de quedar atascado.

7.3.1. Evaluación de las Medidas de Inclinación de la Broca

La comparación de los resultados de la medición de la inclinación en la broca de la herramienta LWD (rojo), con mediciones convencionales MWD (amarillo) y relevamientos (surveys) estacionarios (morado) se realizaron en un pozo en el cual se corrió estas tres herramientas para evaluar la confiabilidad del modulo de medicion de la inclinacion de la broca de la herramienta LWD.

Los datos corresponden a un pozo horizontal de 6 ¼’’ perforado en Austin Chalk. Las mediciones estacionarias (surveys) y las mediciones continuas tomadas durante la perforación del pozo con el modulo de inclinacion de la herramienta LWD se alinean muy bien, comprobando que las mediciones realizadas en este caso son de alta confiabilidad. Mientras que existe una pequeña diferencia entre las mediciones MWD y LWD de solo 0.2 grados, proveniente de la forma en que la flexión del conjunto de fondo, afecta a cada herramienta. La diferencia entre las dos mediciones disminuye mas cuando los botones del estabilizador se encuentran en posición retraída (área morada) y el BHA pierde ángulo.

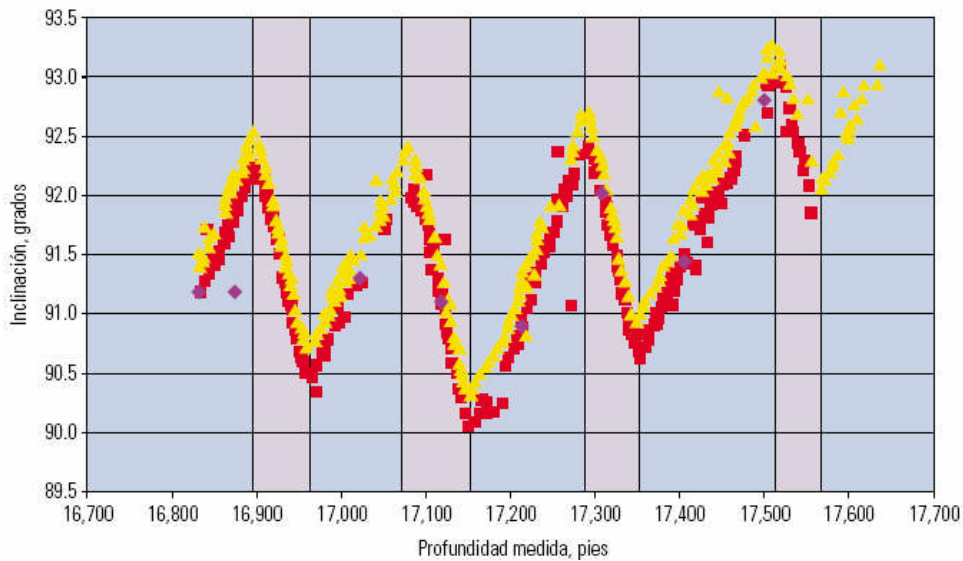


Figura 31. Comparación de mediciones de inclinación del pozo. (Oilfield Review, 2001)

7.4. Factores que Afectan las Herramientas

El procesamiento convencional y el análisis de imágenes, que incluye la normalización y las técnicas de extracción de buzamientos, se aplican a las imágenes de resistividad y densidad LWD. Las imágenes de resistividad tienen la resolución LWD más alta; sin embargo, ésta continúa siendo más baja que la resolución del generador de imágenes Micro eléctricas de Cobertura Total FMI operado a cable por un factor de cinco. Las imágenes LWD pueden obtenerse sólo durante la rotación de la columna de perforación. La calidad de la imagen se ve afectada por un número de factores que deben considerarse durante la interpretación de la imagen.

7.4.1. Primer Factor

El primer factor es la ubicación relativa de los sensores usados para generar las imágenes de resistividad que se generan a partir de los datos obtenidos con sensores ubicados cercanos a la barrena, mientras que las imágenes del registro de densidad se generan por sensores colocados entre 60 y 130 pies (18 y 40 m) detrás de la barrena. Las características que se manifiestan en las imágenes del registro de densidad pero que no se detectan en las Imágenes de resistividad pueden ser Inducidas por la perforación y señalan la necesidad de hacer correcciones en el proceso de perforación.

7.4.2. Segundo Factor

El segundo factor es la discriminación de las características estructurales y estratigráficas en las imágenes del registro de densidad, pues requiere un contraste de densidad mayor a 0.1 g/cm³.

7.4.3. Tercer Factor

La forma, el tamaño del hueco y la posición del BHA dentro del agujero pueden impedir que los sensores hagan contacto con la pared del hueco, lo que resulta en una Imagen de menor calidad.

7.4.4. Cuarto Factor

El cuarto factor es el echo de que la resolución de las imágenes se ve afectada cuando la velocidad de rotación es menor a 30 rpm o la velocidad de penetración es mayor a 200 pies/hr (61 m/hr) ya que afecta el número de datos por pie adquiridos.

8. APLICACIONES DEL SERVICIO LWD

8.1. Aplicación de la Medición de Inclinación de la Broca

En un pozo horizontal de África Occidental el objetivo estaba a tan sólo 4 m (13 pies) por debajo del contacto gas-petróleo y 12 m (39 pies) por encima de un acuífero. Se perforaron un pozo desviado y seis horizontales para crear los drenajes horizontales. A los efectos de lograr el máximo drenaje del yacimiento y evitar la conificación de agua y la producción de gas, se requería una tolerancia de profundidad vertical de ± 1 m (± 3 pies).

En los primeros dos pozos, A y B el operador utilizó un conjunto de fondo BHA convencional equipado con motor direccional, y la variación de profundidad vertical superó los 2 m (6.6 pies), lo que dio como resultado la producción de gas.

8.1.1. Uso de la Tecnología de Medición de Inclinación LWD

Debido a que en los primeros pozos la perforación condujo a problemas de producción por la falta de precisión en la colocación del pozo, se decidió usar la tecnología LWD. El siguiente pozo se perforó con la herramienta de medición de la inclinación de la broca, un motor instrumentado con un sensor de inclinación posicionado a 2.5 pies detrás de la broca. Los resultados mostraron que la tolerancia vertical promedio mejoró a ± 0.7 m (± 2.2 pies). En el último pozo se perforó un agujero de 8 ½ pulgadas, desde el cual se construyó un tramo lateral de 6 pulgadas. Se utilizó un motor direccional equipado con el módulo de inclinación de la broca, y la tolerancia vertical promedio lograda fue ± 0.3 m (± 0.9 pies). El tramo lateral de drenaje fue terminado tres días antes de lo programado debido a la reducción de tortuosidad y al mejor control del BHA. En los últimos dos pozos, la utilización de sensores cercanos a la barrena que proporcionaban control direccional continuo, junto con los motores direccionales, lograron la tolerancia de profundidad necesaria para evitar la producción de gas.

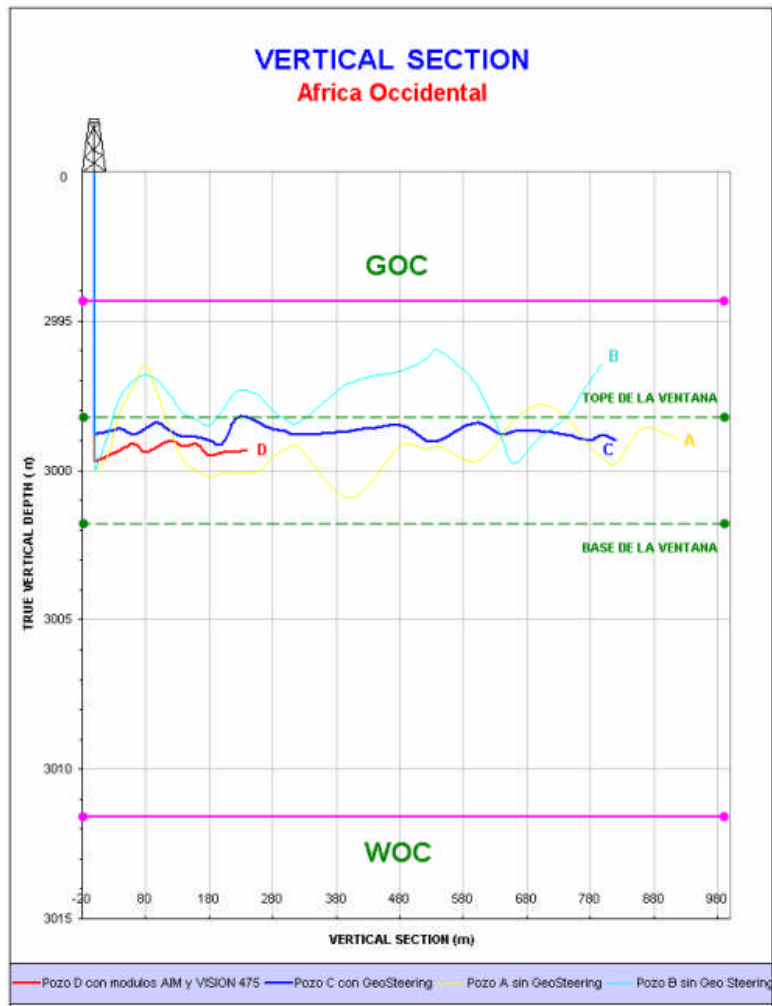


Figura 32. Comparación de las mediciones de inclinación del pozo.

8.2. Aplicación en la Geonavegacion de Pozos

Definir la estructura geológica durante la perforación es con frecuencia vital para un proceso exacto de geonavegación. Los buzamientos estructurales calculados en tiempo real o tiempo real apropiado, utilizando imágenes creadas con los datos almacenados en memoria durante viajes de la barrena a partir de las herramientas LWD, son utilizados para actualizar el sistema de simulación. Esto reduce la incertidumbre en el modelo estructural y ayuda a mejorar la interpretación. Los resultados son una perforación más eficiente y un costo menor para alcanzar el objetivo deseado o para permanecer dentro de la zona productiva. Las interpretaciones detalladas del buzamiento que se realizan después de la perforación y que utilizan imágenes del registro de densidad y resistividad, son usadas para actualizar mapas geológicos y planear trayectoria de pozos futuros. La

determinación del buzamiento a partir de las imágenes del registro de densidad y resistividad es similar al proceso utilizado por la interpretación tradicional de los registros de microresistividad.

La compleja geología de muchos yacimientos presenta retos técnicos para la perforación y la evaluación de yacimientos, los objetivos incluyen estructuras anticlinales compactas con buzamiento empinado. Para tener éxito en la perforación y terminación de pozos, se requiere obtener buzamientos estructurales y estratigráficos precisos, a los efectos de actualizar los modelos sísmicos previos a la perforación y poder geonavegar los pozos para su colocación óptima.

8.2.1. Descripción del Problema y Necesidades Asociadas a la Ubicación Estructural

En el oriente de Venezuela, un operador utiliza tramos laterales de drenaje para desarrollar la Faja, un yacimiento de petróleo pesado de baja profundidad. El yacimiento comprende arenas apiladas, de alta permeabilidad, no consolidadas, que normalmente tienen entre 20 y 40 pies (6 y 12 m) de espesor. Estas arenas apiladas de canal son cuerpos arenosos discontinuos separados por laminaciones de limolita (limosas, cenagosas, fangosas), creando un ambiente complejo que presenta retos para la perforación lateral y la colocación óptima del pozo. En este caso las mediciones azimutales de la herramienta LWD se utilizan principalmente para diferenciar entre las laminaciones de limolita no productivas, las arenas productivas homogéneas y los bordes del yacimiento de lodo endurecido (fangolita, lutolita). Estas mediciones también proporcionan la orientación relativa de estas características geológicas con respecto a la trayectoria del pozo, permitiendo que se reconozcan características estratigráficas y que se estudie su influencia en la producción.

Se perforaron varios tramos laterales, cuya longitud promedio era de 4000 pies (1122 m), partiendo de pozos estratigráficos verticales. Se utilizaron datos sísmicos tridimensionales (3D) para predecir la posición más probable de las arenas de canal lejos de los pozos verticales.

Los estudios de yacimiento indican que la resistividad de las mejores arenas productivas excede 500 ohm-m, mientras que la resistividad de las limolitas

estratificadas no productivas generalmente es menor a 50 ohm-m. El éxito del pozo se mide utilizando la fracción de la profundidad total medida con el mayor rango de resistividad, hoy en día, un promedio de más del 75% de las secciones perforadas se encuentra dentro de la arena productiva.

8.2.2. Geonavegacion de la Estructura Para la Identificación de Zonas de Interés

Las mediciones y las imágenes provenientes de un pozo vecino demuestran la forma en que las mediciones azimutales pueden utilizarse para un adecuado emplazamiento del pozo. La separación entre las resistividades azimutales y las obtenidas frente a la barrena muestran al agujero, primero aproximándose a la capa de baja resistividad que se encuentra a lo largo de la parte superior del hueco y posteriormente alejándose de la misma, esto se puede ver con mayor facilidad en la imagen de resistividad. La capa de baja resistividad, indicada por el color oscuro a lo largo de los lados izquierdo y derecho del hoyo representa la parte superior del mismo. La resistividad incrementa de 3530 a 3560 pies, lo cual indica que el pozo va en la dirección correcta, tendiendo a recobrar su posición en la capa de alta resistividad.

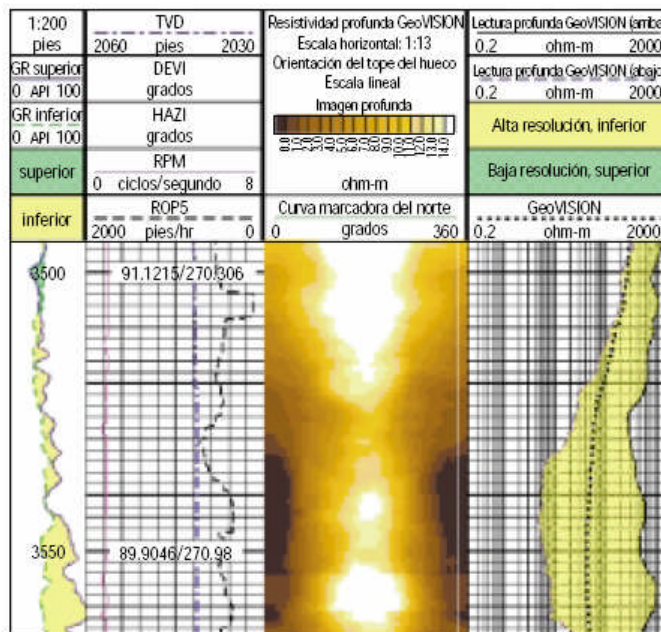


Figura 33. Geonavegacion de la zona de interés. (Oilfield Review, 2001)

Una vista en 3D de la misma imagen azimutal presenta el hueco con respecto a la geología local, mostrandose un intervalo de 50 pies medidos para el agujero con

diámetro de 8 ½ pulgadas. Los bordes litológicos, indicados mediante las líneas verdes, se utilizan para calcular el buzamiento verdadero de las capas. Esta representación muestra el pozo desplazándose hacia arriba a través de una zona de transición, desde la arena de alta resistividad (colores claros en el fondo del hueco, a la izquierda) hacia una capa sin roca reservorio de baja resistividad (colores oscuros en la parte superior del pozo a la derecha).



Figura 34. Imagen 3D de una sección del pozo. (Oilfield Review, 2001)

En este caso, el utilizar sólo mediciones convencionales no azimutales podría haber arrojado una interpretación incorrecta. Si la medición de resistividad omnidireccional frente a la barrena se usa para geonavegar, la lectura de 40 ohm-m entre 3545 pies y 3560 pies sugiere que el pozo se encuentra en una capa de limolita de baja resistividad, improductiva. En cambio, los datos azimutales, particularmente en la imagen orientada estructuralmente, indican que solamente se han penetrado unas cuantas pulgadas en la capa de baja resistividad. Las mediciones azimutales combinadas con el buzamiento real proporcionan la interpretación correcta.

8.3. Aplicación de la Interpretación Estructural de un Yacimiento combinando las diversas mediciones del servicio LWD

El modelado y la planeación realizados con anterioridad al trabajo de exploración, reducen la incertidumbre de la perforación mediante la evaluación de la respuesta esperada de los sensores LWD. Los datos azimutales e imágenes permiten que los modelos petrofísicos y estructurales del yacimientos anteriores a la perforación sean actualizados en tiempo real durante la perforación. La interpretación en tiempo real, en base a los cambios observados en el yacimiento permite iniciar acciones correctivas de geonavegación para ajustar la trayectoria del agujero, a fin de lograr un emplazamiento

óptimo del pozo y una mayor productividad del mismo.

La información geológica derivada de las imágenes del agujero puede influir en las decisiones en tiempo real para optimizar el emplazamiento y la terminación del pozo.

8.3.1. Análisis de los Modelos de Predicción para la Interpretación Estructural del Yacimiento

En un pozo de desarrollo de gas situado en la región sur del Mar del Norte la geonavegación, basada en un modelo de predicción en tiempo real, redujo con éxito la incertidumbre en el posicionamiento del pozo. Las principales preocupaciones respecto a la perforación de este pozo horizontal se relacionaban con la inseguridad en el alivio estructural, el relativamente delgado yacimiento, 70 pies (121 m), y las características petrofísicas indistintas de la unidad del yacimiento. Estas condiciones podrían llevar a una posición incierta del hueco en el yacimiento y, por lo tanto, incrementar el riesgo de perforar fuera de la parte superior o inferior del yacimiento en la sección horizontal de 2500 pies (762 m). El pozo quedó emplazado dentro de 6 pulgadas verticales respecto del horizonte deseado. Después de perforar 1500 pies (457 m) de la sección horizontal, el deslizamiento se hizo difícil, y se hizo un viaje de barrena para bajar un conjunto de fondo de perforación rotativa, En ese momento la incertidumbre en la posición de la barrena también había aumentado, y se generaron muchos posibles escenarios estructurales con el software de modelado LWD durante la pasada de la barrena.

8.3.1.1. Primer Modelado

Correlación de la pantalla de geonavegación, en el escenario 1, las formaciones del yacimiento se inclinan -2.7 grados y la trayectoria del pozo está debajo del yacimiento y se dirige hacia rocas carboníferas.

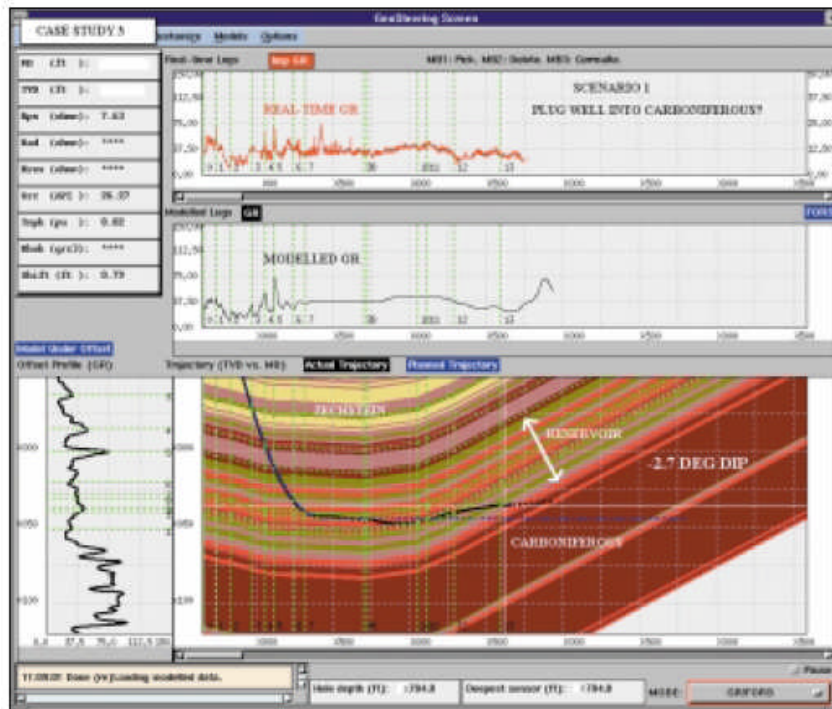


Figura 35. Modelado 1. (Oilfield Review, 2001)

8.3.1.2. Segundo Modelado

En el modelo para el escenario 2, el buzamiento del yacimiento es de 0.75 grados y el pozo se aproxima a la parte superior del yacimiento.

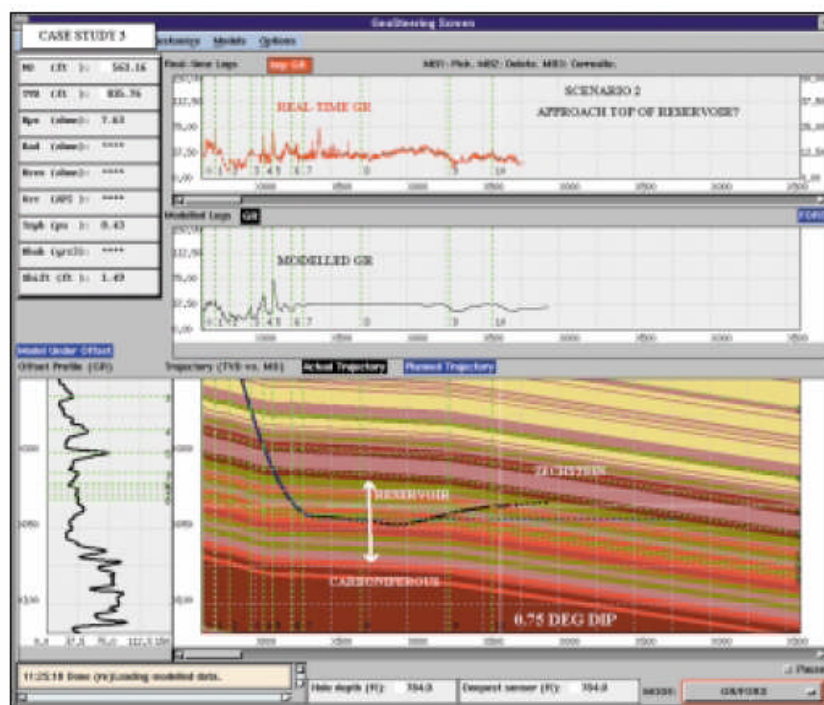


Figura 36. Modelado 2. (Oilfield Review, 2001)

8.3.1.3. Tercer Modelado

En el modelado para el escenario 3, el buzamiento de la formación es de -1 grado, con el pozo prácticamente paralelo a la estratificación. Una variación en buzamiento tan pequeña como de 3.5 grados, entre los modelos 2 y 3 podrían haber ocasionado que el pozo se saliera del yacimiento.

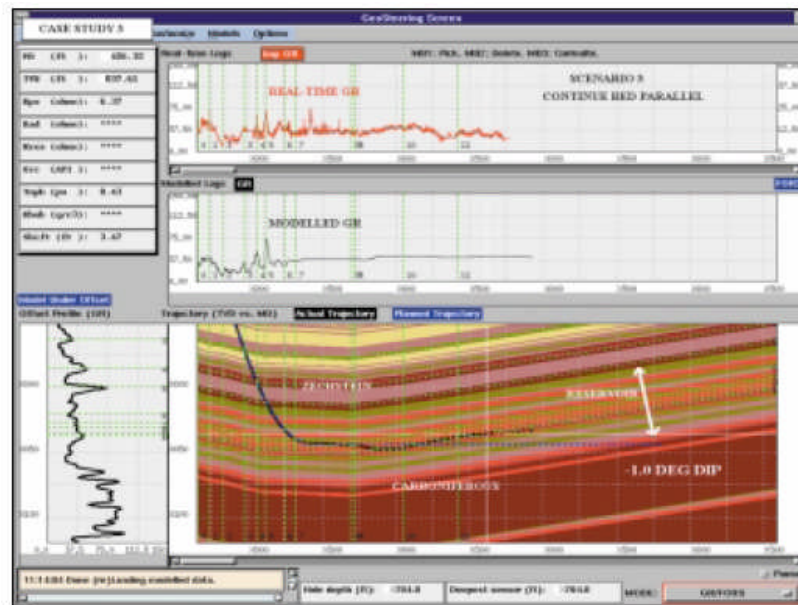


Figura 37. Modelado 3. (Oilfield Review, 2001)

8.3.1.4. Análisis del Registro LWD para el modelado final

Se usó una Presentación de los registros LWD para localizar la posición de la broca en el yacimiento durante un viaje de barrena, durante este mismo viaje de barrena, las imágenes del registro de densidad se generaron a partir de datos almacenados en memoria, y la interpretación del buzamiento fue realizada por el equipo de evaluación de activos que desarrolla sus tareas en las oficinas.

La información de buzamiento derivada de las imágenes estableció el modelo estructural correcto y le proporcionó al operador una interpretación inequívoca de la ubicación relativa del pozo en la formación antes de reanudar la perforación. Una vez que se conoció la posición, se tomó la decisión de dirigir el pozo hacia abajo para penetrar la parte inferior del yacimiento y asegurar el drenaje de las capas inferiores. Las imágenes del registro de densidad también arrojaron información importante relativa a las facies. El yacimiento es predominantemente una secuencia

fluvial que contiene facies de frente de duna y superficie de deslizamiento de dunas. Las facies de superficie de deslizamiento de dunas caracterizadas por buzamientos de 20 a 30°, evidentes entre 4275 y 4350 pies generalmente proporcionan la mejor permeabilidad. El buzamiento en dirección sur-oeste indica una dirección de paleotransporte que concuerda con otros datos del campo.

Como análisis se obtuvo que el buzamiento estructural es de 1 grado al sur-este a 3850 pies, y la dirección del agujero es de 89 a 90 grados hacia el este.

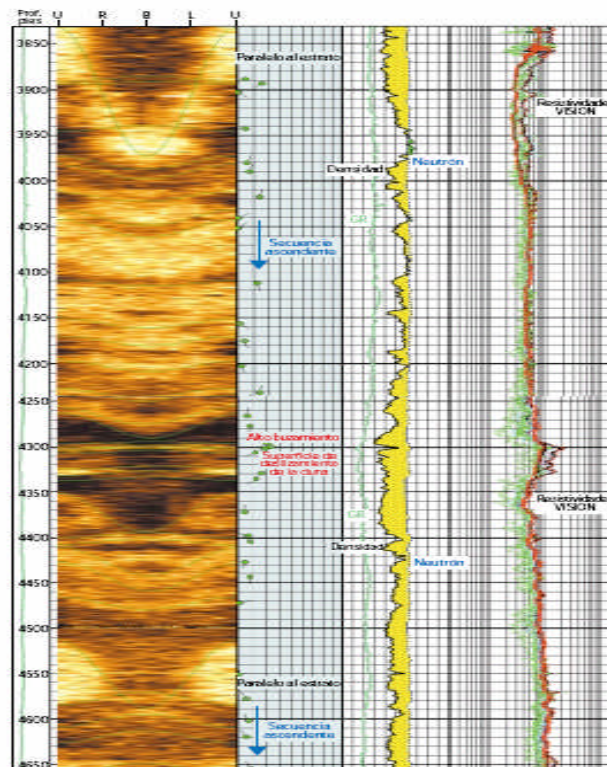


Figura 38. Registro LWD corrido durante el viaje de la barrena. (Oilfield Review, 2001)

8.3.1.5. Modelado de Correlacion Final

El modelo de correlación muestra el modelo estructural final basado en buzamientos derivados de la imagen del registro de densidad. La imagen del registro de densidad anterior se muestra en su posición relativa a lo largo de la trayectoria de pozo.

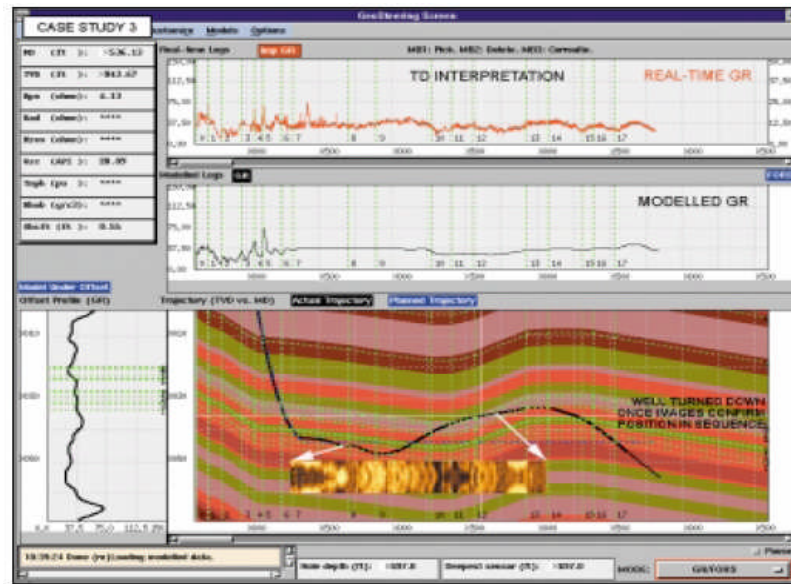


Figura 39. Modelado Final. (Oilfield Review, 2001)

8.4. Aplicación del Servicio LWD en el control de la Estabilidad de Pozos

Los procesos mecánicos de perforación en el fondo del pozo son demasiado complejos para poder caracterizarlos mediante una simple medición. La experiencia demuestra que al combinar las mediciones de fondo se logra una sinergia que permite entender mejor la forma en la cual el proceso de perforación puede afectar el hoyo e influir en las mediciones LWD.

Las imágenes LWD del hoyo, especialmente las imágenes de resistividad de mayor resolución, proporcionan un medio para evaluar directamente las facies geológicas en el fondo del pozo, fallas estructurales y fallas del agujero, tales como fracturas y rupturas. La adición de imágenes en tiempo real a los datos convencionales LWD puede alterar dramáticamente y en forma importante la interpretación del registro y ayudar a seleccionar las mejores operaciones correctivas para optimizar las operaciones de perforación.

El proceso de perforación hace que el pozo sufra cambios con el tiempo. Los cambios inducidos por la perforación van desde la invasión de la formación hasta fallas mecánicas de la pared del pozo tales como fracturas y derrumbes. Durante la perforación, es importante distinguir las características naturales de aquellas inducidas

por el proceso de perforación, para así poder modificar el programa de perforación, minimizar su impacto y asegurar la evaluación petrofísica exacta. Las imágenes del agujero son esenciales para diagnosticar los cambios provocados por la perforación.

8.4.1. Uso de las Imágenes de Resistividad LWD

En muchos ambientes de arenas y lutitas la separación entre las curvas de resistividad de lectura profunda y somera ocurre debido a la invasión conductiva y es una indicación de que la formación es permeable, Sin embargo, la separación entre las curvas también puede resultar de la anisotropía de resistividad con un elevado buzamiento de la formación, de la proximidad de vetas compactas, de variaciones de permeabilidad en yacimientos de carbonato, o de fractura de la formación por lodo pesado o por una elevada densidad de circulación equivalente (ECD), en el último caso, la separación entre las curvas puede servir como indicio prematuro de que un problema no anticipado está ocurriendo en el yacimiento

La herramienta LWD usa las imágenes de resistividad para proporcionar imágenes con diferentes profundidades de investigación. Estos datos se utilizan normalmente para el análisis de invasión en la evaluación de formaciones, sin embargo, las imágenes del hoyo generadas para cada profundidad de investigación pueden proporcionar información adicional relativa a la influencia de la perforación en el pozo, y sobre mediciones petrofísicas, en este caso, la resistividad de lectura somera se ve sumamente afectada por el lodo conductor que llena los poros cercanos a la pared del agujero. A diferencia de las características naturales es posible que parezca que las características inducidas por la perforación desaparecen con el aumento de la profundidad de investigación.

Identificar zonas como permeables erróneamente o pasar por alto las vetas compactas pueden llevar a predicciones excesivamente optimistas de productividad, mientras que no reconocer las rupturas de formación puede traer como consecuencia costosas operaciones correctivas. La resistividad y las imágenes del registro de densidad generadas en tiempo real proporcionan información adicional, necesaria para hacer interpretaciones correctas.

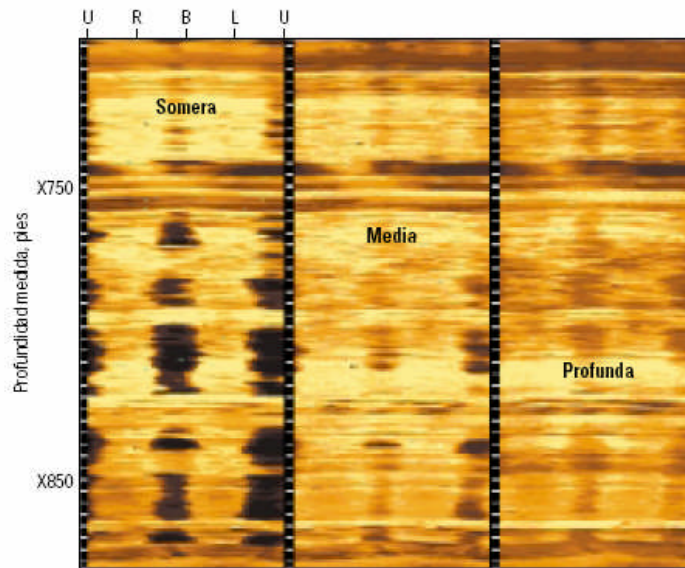


Figura 40. Imágenes LWD a 3 profundidades de investigación. (Oilfield Review, 2001)

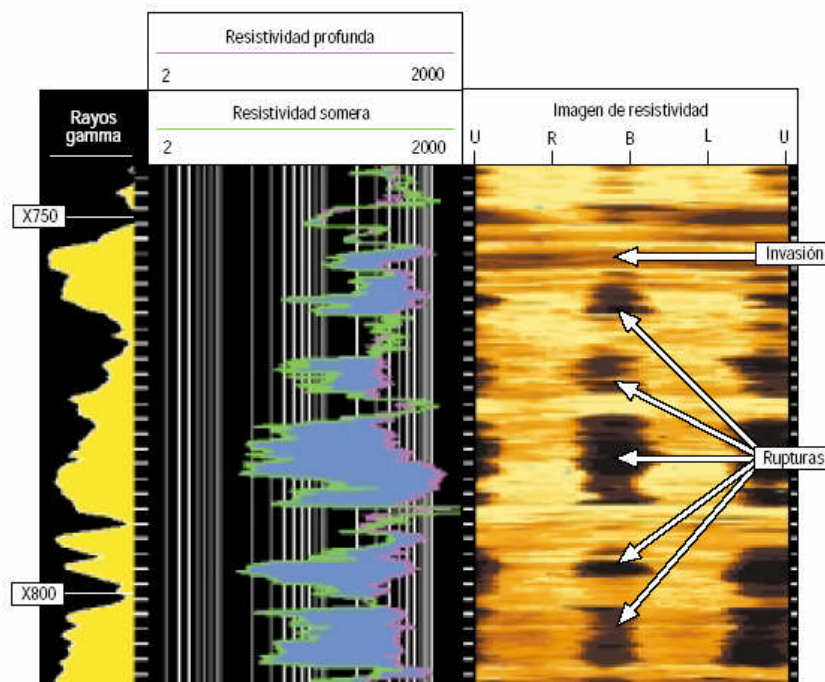


Figura 41. Separación entre las curvas de resistividad. (Oilfield Review, 2001)

8.4.2. Identificación de Fracturas y Mecanismos de Falla

La identificación de mecanismos de falla y de problemas de inestabilidad del pozo, y la comprensión de cómo y por qué ocurren son esenciales para el éxito de las operaciones de perforación, el manejo adecuado de la estabilidad del pozo minimiza el tiempo improductivo y es fundamental para la optimización de la perforación. Cuando los esfuerzos que se generan en torno al pozo son superiores a la resistencia de la

formación se producen deformaciones por esfuerzo de corte o de tensión irreversibles en la zona vecina a la pared del pozo.

Las fallas del agujero provienen de tensiones existentes alrededor del mismo. Las tensiones del campo lejano de la tierra (horizontal máxima, horizontal mínima y vertical) se convierten en las tensiones del pozo (radial, axial y tangencial) en la pared del hoyo.

Cuando estas tensiones exceden la resistencia de la formación, ocurren deformaciones irreversibles por los esfuerzos de corte y por los esfuerzos de tracción existentes en la formación cercana al hoyo. El peso del lodo se usa para controlar las tensiones del agujero, la mayoría de las fuerzas geológicas que actúan en el pozo son compresivas y producen fallas por esfuerzo de corte, otras fuerzas estructurales actúan para separar los granos de roca resultando en fallas por esfuerzo de tracción, las fallas por esfuerzo de corte se inician mediante dos tensiones ortogonales con distintas magnitudes, mientras que las fallas por tracción se inician con un solo esfuerzo de tracción.

8.4.3. Relacion de Esfuerzos en el Pozo

Para describir los esfuerzos se usa un sistema de coordenadas cartesiano, un esfuerzo es vertical (σ_v), y los otros dos esfuerzos ortogonales son horizontales, las magnitudes de los dos esfuerzos horizontales se denominan esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y esfuerzo horizontal máximo (σ_H), el esfuerzo vertical tiene un comportamiento aproximadamente lineal con la profundidad a diferencia de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo quienes están influenciados por la litología y los módulos elásticos de la roca. Estos esfuerzos se transmiten en el pozo en componentes de tensión radial (σ_r) y otras dos componentes de tensiones ortogonales que son axial (σ_a) y tangencial (σ_t). La dirección de la tensión axial coincide con la del eje del agujero, mientras que la dirección de la tensión tangencial sigue la circunferencia del pozo, la tensión tangencial también se llama tensión circunferencial debido a su geometría, la tensión radial se provoca por la presión del lodo y es controlada por el ingeniero de perforación mientras que las tensiones axial y tangencial son controladas por los esfuerzos de la roca.

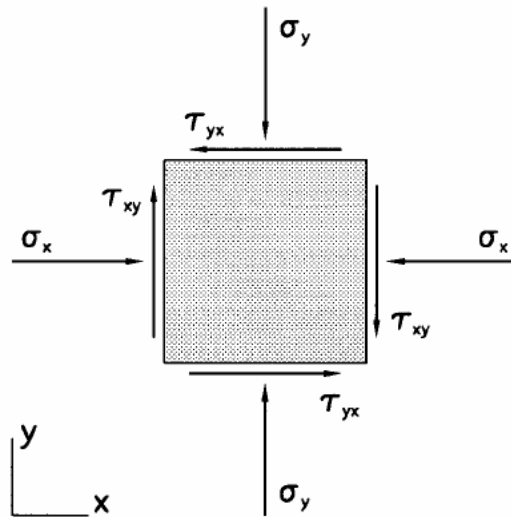


Figura 42. Componentes de esfuerzo en dos dimensiones. (Petroleum Related Rock Mechanics-1992)

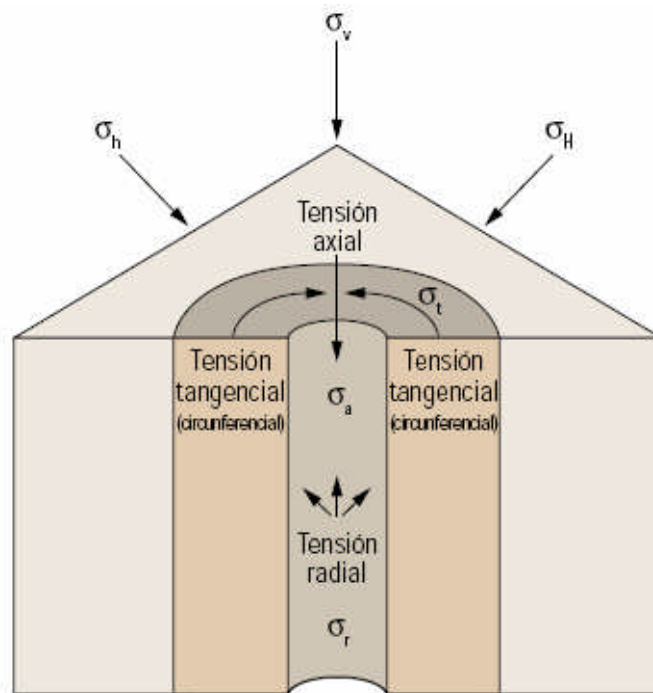


Figura 43. Relación de esfuerzos. (Oilfield Review, 2001)

8.4.4. Análisis de las Imágenes para el Diagnóstico Geomecánico del Pozo

Las imágenes de las paredes del pozo generadas con herramientas LWD de resistividad o de densidad-neutrón azimuthal pueden utilizarse para la identificación de fallas y el diagnóstico de fracturas. Es posible determinar tanto la dirección de las

fracturas como el modo de falla, permitiendo así un diagnóstico y tratamiento más precisos.

Diversos son los factores que producen o contribuyen a producir fallas en la pared del pozo. Las fallas por esfuerzo de tensión producidas como consecuencia de una excesiva densidad de circulación equivalente (ECD) son muy comunes. El excesivo peso de lodo, la acumulación de recortes en el espacio anular y las velocidades de bajada de la tubería de revestimiento o de la columna de perforación en el pozo pueden producir una alta ECD. A menudo, la verdadera causa de las fallas queda indefinida.

El estado de los esfuerzos alrededor del pozo incide en la eficiencia de la perforación y en la estabilidad del pozo. La mayoría de las fuerzas geológicas que actúan sobre el pozo son fuerzas compresivas y producen fallas por esfuerzo de corte. Otras fuerzas estructurales actúan separando los granos de roca, lo que produce fallas por esfuerzo de tensión. Los mecanismos de corte y de tensión pueden actuar independientemente, como de hecho ocurre con mucha frecuencia. El peso del lodo y la química del fluido de perforación suelen utilizarse para minimizar los efectos negativos que actúan en el pozo.

Los mecanismos de falla presentan rasgos específicos asociados con fracturas que se visualizan en las imágenes de las paredes del pozo, cada modo de falla tiene un régimen de presión único de alto o bajo peso de lodo o ECD. La tecnología de generación de imágenes LWD, permite la identificación en tiempo real de los mecanismos de falla potenciales y provee advertencias tempranas de problemas de inestabilidad de pozo. Los perforadores pueden adoptar medidas correctivas para el manejo de la inestabilidad del pozo en base al diagnóstico de los mecanismos de fallas.

La aplicación de modelos geomecánicos que incorporan datos de imágenes y de presión produce un impacto directo e inmediato sobre la optimización de la perforación y sobre el diseño de la terminación del pozo. Los resultados de estos modelos ayudan a generar recomendaciones acerca de la implementación de estrategias de remediación que quizás no hayan sido consideradas. La capacidad de distinguir entre rasgos naturales y propiedades de la formación y transformaciones artificiales inducidas por la perforación, permite mejorar tanto la interpretación petrofísica como la interpretación geológica. La identificación de fracturas naturales,

fuente de potencial entrada o pérdida de fluido, puede ser importante para el manejo del riesgo de la perforación y de los peligros que comprometen la seguridad.

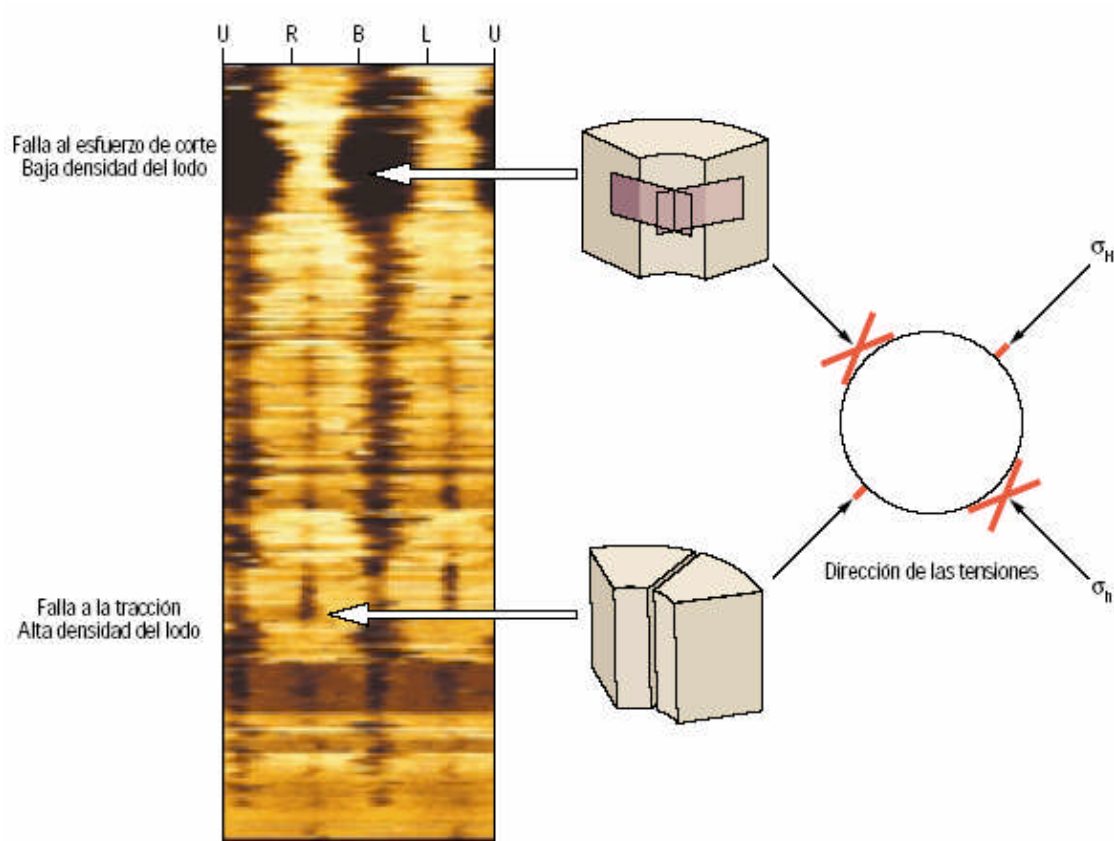


Figura 44. Imágenes de las rupturas del pozo. (Oilfield Review, 2001)

En la grafica anterior se muestra el impacto de la variación del peso del lodo en las fallas causadas por esfuerzos de corte y de tracción. En un pozo vertical perforado en una cuenca con esfuerzos horizontales en desequilibrio, las fallas causadas por esfuerzos de corte y de tracción se relacionan con las diferencias en el peso de lodo circulante. La tensión horizontal máxima es aproximadamente 20% mayor que la tensión horizontal mínima. En la sección superior de la imagen se observan amplias rupturas. Además se observa una fractura vertical desplazada 90° respecto de la ruptura. En la sección inferior se detectan fracturas causadas por esfuerzos de tracción. La variación del peso del lodo de un valor estático de 9.5 ppg a un valor circulante de 12.5 ppg, provoco fallas tanto por esfuerzo de corte como de tracción.

8.4.5. Contribución de la Medicion del ECD Mediante LWD para un mejor Analisis y Control de la Estabilidad del Pozo

Los datos de presión anular adquiridos durante la perforación pueden ayudar a calibrar los parámetros de tensión y de resistencia de la formación. La integración de las imágenes de resistividad con las mediciones continuas del ECD les permite a los geólogos e ingenieros estudiar los procesos dinámicos, tales como la acumulación de detritos y la evolución de la condición geomecánica del agujero. Estos datos pueden ayudar a distinguir no sólo los cambios causados por la perforación junto con la profundidad, azimut y extensión de la falla sino también el mecanismo de falla del agujero. El reconocimiento de las fracturas causadas por la perforación y el entendimiento de su influencia en las mediciones de perfilaje mejora en gran medida la interpretación geológica y petrofísica. Más aún, el diagnóstico correcto es esencial para identificar problemas y aplicar las acciones correctivas apropiadas para optimizar la operación de perforación. En muchos pozos de alcances extendidos y horizontales con margen estrecho entre la presión intersticial y el gradiente de fractura, como en pozos situados en aguas profundas, la inestabilidad del agujero es inevitable. En estos casos la optimización de la perforación se centra en el monitoreo y el manejo (minimización) de la inestabilidad mediante el control de la presión de circulación y del peso del lodo.

El reconocimiento de las fracturas inducidas por la perforación en un pozo horizontal conduce a reducir las velocidades de los viajes a fin de asegurar que las presiones de fluencia Suaveo y de surgencia se mantengan en un mínimo, y que se utilicen los procedimientos correctos de limpieza del agujero para evitar una ruptura de formación que se pueda tornar inmanejable.

Los mecanismos de falla por esfuerzo de corte y de tracción pueden, y la mayoría de las veces lo hacen, actuar independientemente. El entendimiento de la relación entre las tensiones que afectan el agujero proporcionan información sobre la resistencia de la formación; información que es especialmente importante para perforar agujeros horizontales y con marcada desviación. Muchos mecanismos de falla tienen características propias de fracturas que son aparentes en las imágenes del agujero, y cada mecanismo de falla tiene un régimen de presión de peso de lodo (o ECD) alto o

bajo. Las imágenes LWD junto con las mediciones de la densidad equivalente de circulación medidas también con la herramienta LWD permiten identificar inmediatamente y en tiempo real los mecanismos potenciales de falla, y advierten oportunamente acerca de los problemas de estabilidad del pozo. Sobre la base del diagnóstico de eventos asociados, el ingeniero de perforación puede tomar las acciones correctivas pertinentes para manejar la inestabilidad del agujero. La aplicación de modelos geomecánicos que incorporan datos de imágenes y presión tiene un impacto directo e inmediato en la optimización de la perforación y terminación de pozos, los resultados que provienen de estos modelos pueden también brindar recomendaciones para estrategias correctivas que, de otra forma, no podrían ser consideradas. La validación de los perfiles del estado de los esfuerzos y de la resistencia de la formación, permite utilizar los resultados del modelo para la planificación de futuros pozos. La capacidad de distinguir entre las características naturales y las propiedades de la formación, y los eventos inducidos por la perforación, mejora tanto las interpretaciones petrofísicas como las geológicas. El reconocimiento de las fracturas naturales, son una fuente potencial de entrada de fluido, puede ser importante en el manejo del riesgo de la perforación y de los eventos relativos a la seguridad.

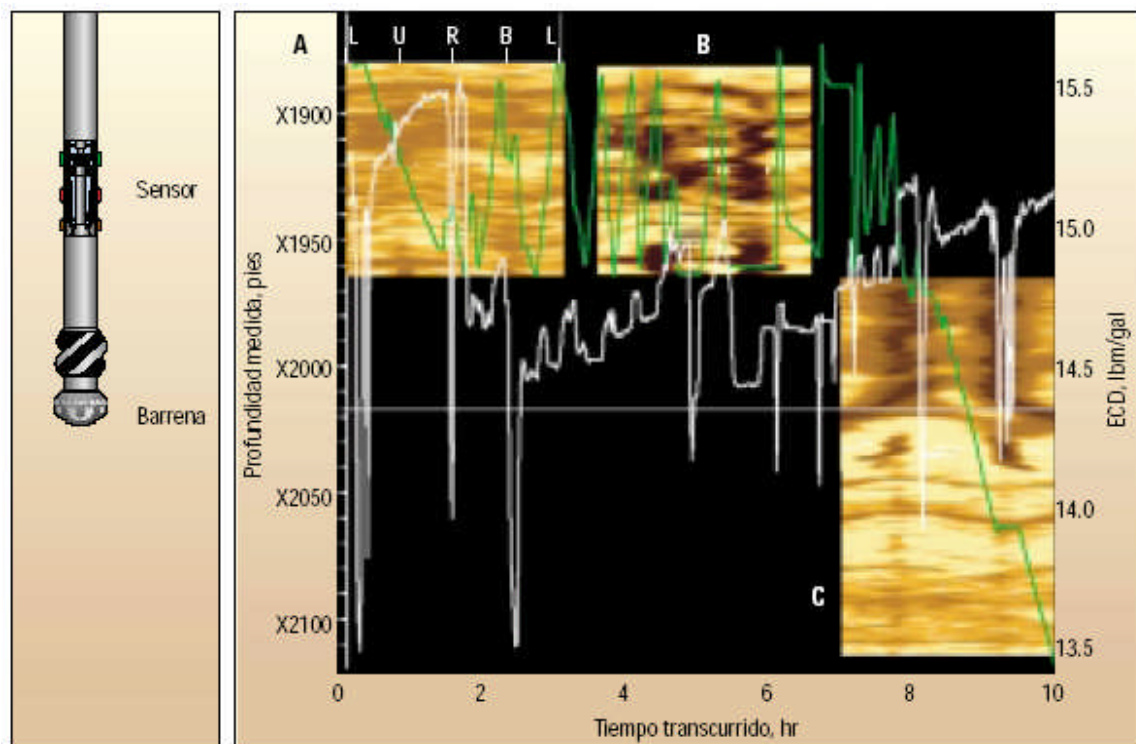


Figura 45. Sistema integrado de imágenes. (Oilfield Review, 2001)

9. EVALUACION ECONOMICA

El estudio de evaluación económica es un factor muy importante para analizar la rentabilidad de los proyectos.

Las inversiones y por lo tanto la producción de bienes y servicios, no deben hacerse como una aventura, sino que deben tener una sólida base en la que se apoyen. Esta base es la evaluación de proyectos; por supuesto antes de evaluar hay que formular de manera muy clara el proyecto.

Uno de los aspectos más importantes de la formulación es el estudio de mercado, el cual debe describir las cantidades que se demandan así como otros datos básicos sobre proveedores, competencia, etc., sin embargo normalmente el que desarrolla proyectos no tiene la función de realizar esta actividad, ya que para ello generalmente existen personas o empresas expertas dedicadas a efectuar estudios de mercado.

De igual forma el estudio técnico tiene como objetivo determinar la función de producción óptima para la utilización eficiente de los recursos disponibles para la fabricación de los bienes o prestación de servicios que se desean. La primera parte del estudio técnico es la determinación del tamaño óptimo del sector, el cual está asociado a una serie de factores como son: el mercado, los recursos financieros disponibles, así como la tecnología imperante.

Otro aspecto importante a considerar es el organizativo, ya que la escogencia de una determinada opción puede implicar una figura organizativa distinta. Todos los aspectos administrativos se deben estudiar de manera exhaustiva a fin de definir que actividades serán contratadas y cuales se realizarán en la empresa, que al final es lo que definirá la estructura organizativa. Finalmente el estudio técnico recoge la parte jurídica, ya que es necesario conocer la legislación vigente que pueda impactar el proyecto.

El estudio económico determina los costos totales en que incurrirá el proyecto, clasificándolos en costos de producción, administración, de ventas, financieros, etc.

Las inversiones que la empresa requiere son también de análisis en el estudio económico. las cuales son básicamente tres: inversiones en activo fijo (tangibles), inversiones en activos intangibles, ambas sujetas a depreciación y amortización, e inversión en capital de trabajo.

Ayuda mucho en el estudio económico, el desarrollo del punto de equilibrio, ya que presenta una idea de los costos, ingresos por ventas y costos total con base en el nivel de producción.

Finalmente el estudio económico debe señalar los estados de resultados, fundamentalmente el Estado de Ganancias y Pérdidas y el Balance General, pero es indispensable y será con el que se hará la evaluación económica EL FLUJO DE CAJA PROYECTADO.

La evaluación económica viene a definir la rentabilidad del proyecto y para ello se utilizan fundamentalmente la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN), el cual considera un costo de capital o tasa de descuento, y ambas técnicas suponen que las ganancias se reinvierten en su totalidad y que al reinvertirse ganan la misma tasa de descuento a la cual fueron calculadas.

El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a monedas de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa.

La Tasa Interna de Retorno es aquella tasa que está ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. En la medida de las condiciones y alcance del proyecto estos deben evaluarse de acuerdo a sus características, con unos sencillos ejemplos se expondrán sus fundamentos. Esta es una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones financiera dentro de las organizaciones.

Recuérdese que los criterios de aceptación al usar estas técnicas son:

Técnica	Aceptación	Rechazo
VPN	≥ 0	< 0
TIR	$\geq \text{TMAR}$	$< \text{TMAR}$

Tabla 2. valores de aceptacion de VAN y TIR.

En este texto el proyecto desarrollado amerita realizar el estudio de evaluación económica en las etapas de Exploración y Completación así como la de Desarrollo, para realizar una comparación detallada y por lo tanto una mejor interpretación.

En la etapa de Exploración se determinarán los costos de perforación del pozo, el primero con el uso de herramientas convencionales (sin LWD), y el segundo con el uso adicional de la herramienta LWD a las herramientas convencionales.

Además es importante añadir que en la parte la evaluación económica de este proyecto se toma como base los datos y la información que contiene el Paper de la SPE 107661, Optimun Horizontal Well Placemenet in Very Low Resistivity Reservoir With a Directional and Deep Logging-While-Drilling Technology. Desde el cual se realizaron estudios y proyecciones estimadas para la etapa de Exploración, y principalmente para la etapa de Desarrollo.

9.1. Etapa de Exploración

El campo Yanyacu está localizado en la parte Nor-Este de la cuenca sedimentaria del marañón, en una latitud sur de 4° y 53 min y una latitud Oeste de 74° y 56 min, dentro de los bordes del bloque 8 operado por la Empresa Pluspetrol Norte S.A.

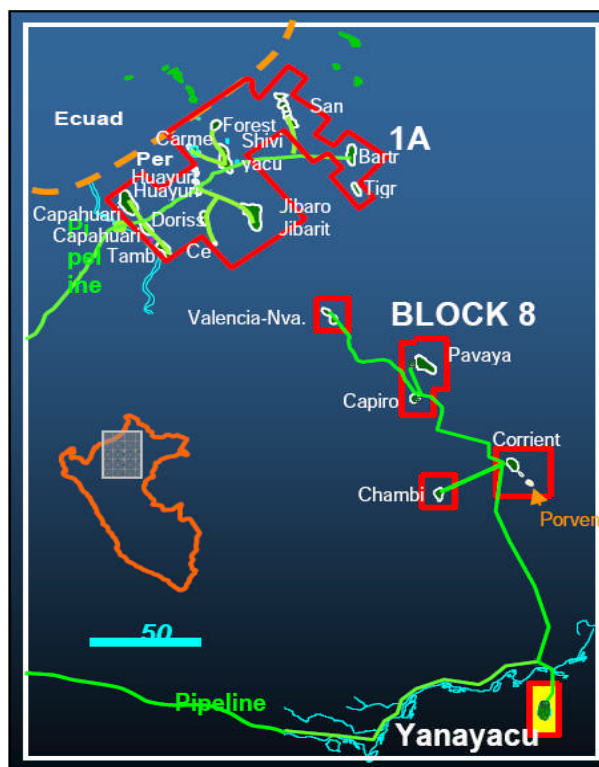


Figura 46. Mapa de locación mostrando el campo yanayacu.(Paper SPE 107661)

Basandose en información sísmica y de pozo, la configuración estructural del campo yanayacu puede ser descrito como una estructura anticlinal con orientación Norte-Sur, con aproximadamente 20 Km de largo y 5Km de ancho.

Dos reservorios principales son conocidos en el campo yanayacu, “Vivian”, el cual corresponde a la formación Vivian y “Pona” el cual corresponde al miembro superior de la formación Chonta. El reservorio Vivian constituye el principal objetivo de producción de pozos perforados en el area.

La parte superior del reservorio Vivian esta compuesto por arenas discontinuas de grano medio a fino, estas arenas se depositaron en el tope del reservorio principal, el cual esta compuesto por arenas de grano medio a grueso con una mejor continuidad lateral y vertical, asi como mejores propiedades de porosidad y permeabilidad. Este reservorio esta compuesto por depositos de arena generados por sistemas de canales de ambiente fluvial.

El principal cuerpo de arena constituye el objetivo en la navegación del pozo Yanayacu 1202H.

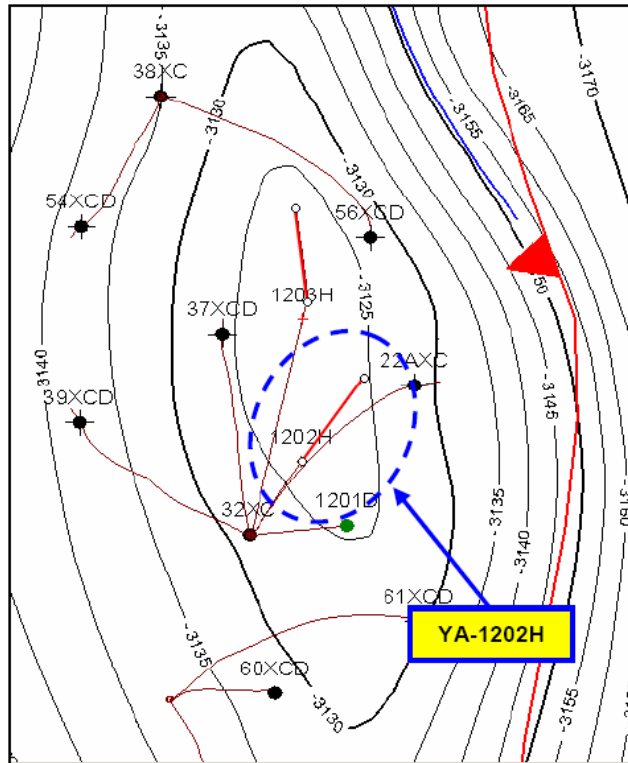


Figura 47. Mapa estructural en el reservorio Vivian, mostrando la ubicación del pozo yanayacu 1202H. (Paper SPE 107661)

Las arenas del reservorio Vivian son conocidas por presentar rangos de baja resistividad y muy bajos contrastes de resistividad en rocas de reservorio productivas y no productivas, según los datos del pozo los rangos de alta resistividad para la zona productiva en el pozo YA 1202H son de alrededor de 2 ohm-m, y para las zonas de reservorio no productivo las expectativas del rango de resistividad muestran alrededor de 0.6 ohm-m.

Los rangos de baja resistividad y condiciones de bajo contraste de resistividades constituyen un reto para el desarrollo de las campañas de perforación horizontal.

Los registros convencionales proveen profundidades de investigación someras y en una sola dirección, el cual en condiciones de reservorio semejantes no brindan una clara definición entre arenas productivas y no productivas y no pueden anticipar ni distinguir la dirección de aproximación hacia los principales cuerpos o contactos de fluidos, por lo tanto esta tecnología no es considerada apropiada para asegurar el posicionamiento óptimo de una sección lateral dentro del reservorio.

Como una alternativa disponible para permitir una ejecución exitosa del pozo Yanayacu 1202H, una nueva tecnología LWD fue desarrollada con los siguientes objetivos:

1. Perforar exitosamente 400m de una sección horizontal en 4 m de espesor de baja resistividad en la zona de interés.
2. Navegar en la mitad de la ventana de navegación, sin salirse de ella.
3. Drenar eficientemente el reservorio Vivian en la parte central del campo Yanayacu, para incrementar el factor de recuperación.
4. No tocar la zona de baja resistividad, debajo de la zona de interés, el cual tiene influencia en el retraso de los procesos de influjo de agua (barrera de permeabilidad).
5. Perforar la sección horizontal en un periodo máximo de 7 días.

9.1.1. Analisis Economico

Para realizar un estudio detallado de evaluación económica en esta etapa se realizó un estimado de costos de cada uno de los procesos involucrados, el cual tiene como guía el Estimado Costos para el Pozo 8-2-38XC YANAYACU el cual se consultó en la web. Además para entender los resultados y analizar la viabilidad del proyecto este estudio fue dividido en dos casos, el primero es un estimado de la ejecución del proyecto basado en datos históricos, estudios de simulación, así como un pronóstico de eventos basados en el conocimiento del Área y con el uso de herramientas convencionales sin LWD, y que en este estudio está considerado como “Prognosis” el cual servirá de sustento económico para la evaluación económica del proyecto ejecutado sin la herramienta LWD. El segundo caso se basa en resultados obtenidos en las etapas de exploración y desarrollo que en este estudio está considerado como “Real”, el cual servirá de sustento económico para la evaluación económica del proyecto ejecutado con la herramienta LWD.

9.1.1.1. Estimado de Costos del Proyecto sin LWD

El contenido de todos los datos mostrados en el siguiente esquema son estimaciones de los costos de cada uno de los procesos involucrados en la perforación de un pozo, así mismo para este caso como es razonable no se está considerando el costo de la herramienta LWD.

ITEM	DESCRIPCION DEL PROCESO	Tasa de costo(\$/m)	Seccion (m)	Costo sin LWD
1	Plataforma y Helipuertos			2729529
2	Forros de Superficie	533	1300	779993
3	Completacion de Forros de Superficie			191067
4	Lodo de Perforacion	122	3969	545906
5	Equipo de Perforacion			3495435
6	Gastos Departamentales			533350
7	Brocas 17.5", 12.25", 8.5", Seccion Horizontal.			317444
8	Forros Intermedios 9.625"	577	1880	1220587
9	Completacion de Forros Intermedios 9.625"			136476
10	Transportes			4367247
11	Pago por Alquiler de Equipos			696849
12	Personal contratado			272953
13	Baleo			81886
15	Registros Electricos			366576
16	Forros de Produccion	402	389	351884
17	Completacion de Liner de Produccion			242655
18	Cabezal de Produccion			104268
19	Tuberia de Produccion	179	3969	799717
20	Combustibles y Lubricantes			115459
21	Depreciacion del Equipo de Apoyo			116824
22	Completacion			425807
23	Seguro de Equipo y Material			108089
24	Tecnologia LWD			0
TOTAL				18000000

Tabla 3. Costos de las operaciones de perforacion

DEPRECIACION		
ITEM	TANGIBLES	INTANGIBLES
1	2729529	
2	779993	
3	191067	
4	545906	
7	317444	
8	1220587	
9	136476	
16	351884	
17	242655	
18	104268	
19	799717	
21	116824	
23		108089
TOTAL	7536350	108089

Tabla 4. Costos de tangibles e Intangibles

La Depreciacion de los tangibles a 20 años sera de: \$ 376818 /Año

9.1.1.2. Estimado de Costos del Proyecto con LWD

Para el estimado de costos del proyecto usando la herramienta LWD, se esta conciderando un estimado de \$2000000 del costo de la herramienta que seran añadidos al estimado de costos de perforacion convencional. Tomando en cuenta las ventajas de esta herramienta es que se esta conciderando una reduccion en los dias de perforacion debido a que esta herramienta LWD brinda un mayor y mejor conocimiento de la trayectoria del pozo, de las formaciones atravezadas, de la estabilidad del pozo, asi como tambien mejores y mas rapidas operaciones y decisiones durante la perforacion.

Tomando en consideracion todo lo descrito anteriormente, se grafico un curva de avance de perforacion comparando los casos “Real” y “Prognosis” descritos anteriormente, el cual servira para calcular los ahorros generados en la reduccion de dias de perforacion gracias al uso de la herramienta LWD.

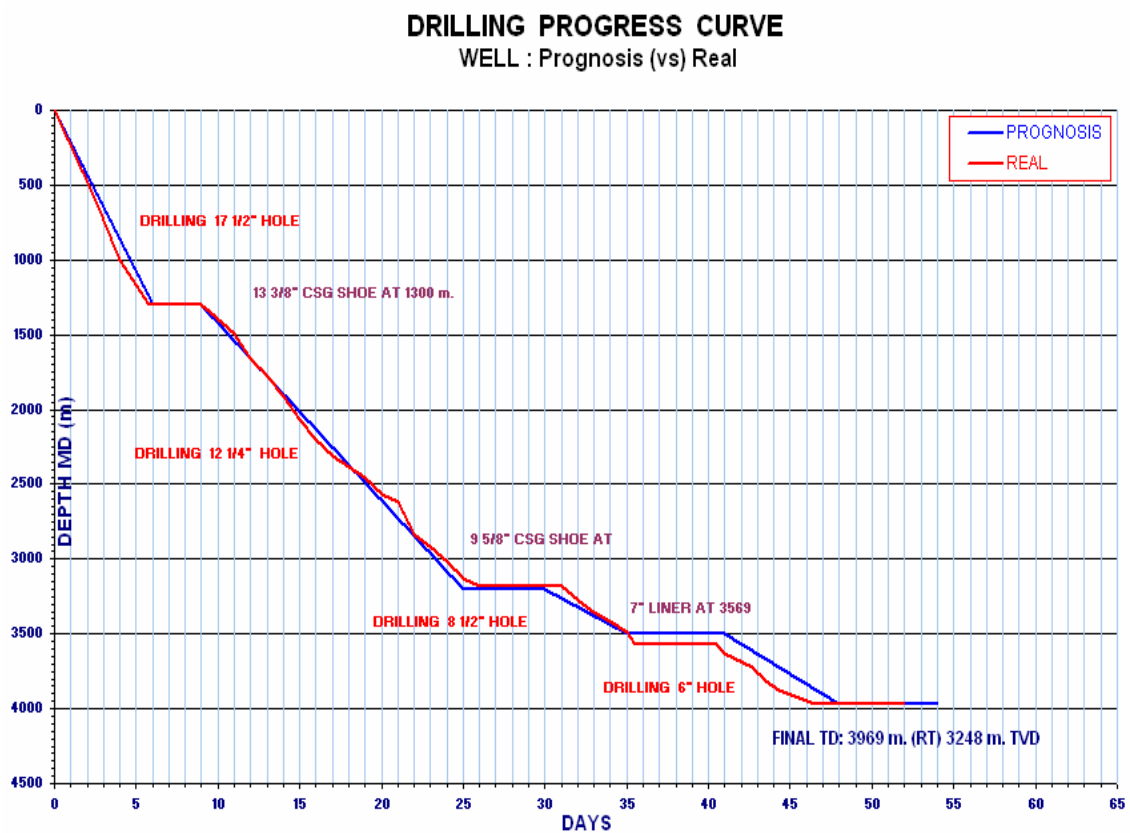


Figura 48. Curva de avance de perforacion.

A continuación se detalla el estimado de costos de la perforación del pozo realizado para ambos casos.

DATOS DE ENTRADA		
	PROGNOSIS	REAL
1	54 días de Perforacion	52 días de Perforacion
2	TD = 3969 m	TD = 3969 m

Tabla 5. Dias de perforacion.

ITEM	DESCRIPCION DEL PROCESO	Tasa de costo(\$/m)	Seccion (m)	Costo Prognosis	Costo Real
1	Plataforma y Helipuertos			2729529	2729529
2	Forros de Superficie	533	1300	779993	779993
3	Completacion de Forros de Superficie			191067	191067
4	Lodo de Perforacion	122	3969	545906	545906
5	Equipo de Perforacion			3495435	3365974
6	Gastos Departamentales			533350	513596
7	Brocas 17.5", 12.25", 8.5", Seccion Horizontal.			317444	317444
8	Forros Intermedios 9.625"	577	1880	1220587	1220587
9	Completacion de Forros Intermedios 9.625"			136476	136476
10	Transportes			4367247	4205497
11	Pago por Alquiler de Equipos			696849	671040
12	Personal contratado			272953	262844
13	Baleo			81886	81886
15	Registros Electricos			366576	366576
16	Forros de Produccion	402	389	351884	351884
17	Completacion de Liner de Produccion			242655	242655
18	Cabezal de Produccion			104268	104268
19	Tuberia de Produccion	179	3969	799717	799717
20	Combustibles y Lubricantes			115459	115459
21	Depreciacion del Equipo de Apoyo			116824	116824
22	Completacion			425807	425807
23	Seguro de Equipo y Material			108089	108089
24	Tecnologia LWD			2000000	2000000
TOTAL				2000000	19653117
AHORRO					346883

Tabla 6. Costos de perforacion con LWD.

DEPRECIACION		
ITEM	TANGIBLES	INTANGIBLES
1	2729529	
2	779993	
3	191067	
4	545906	
7	317444	
8	1220587	
9	136476	
16	351884	
17	242655	
18	104268	
19	799717	
21	116824	
23		108089
TOTAL	7536350	108089

Tabla 7. Costos de tangibles e intangibles con LWD.

La Depreciacion de los tangibles a 20 años sera de: \$ 376818 /Año

El Análisis de Costo Real de la perforación se realizo en base a la curva de avance de perforación para el pozo YANAYACU 1202H en el que realizando una comparación en los tiempos (días) de perforación entre la prognosis y lo real, al usar la herramienta LWD como resultado se obtuvo 2 días menos de perforación lo que genero ahorros de aproximadamente \$ 346883.

9.2. Etapa de Desarrollo

Luego de ser perforado el Pozo Yanayacu 1202H se realizo un estudio detallado de la rentabilidad del proyecto y la vida util del pozo.

Para estimar la declinación de la producción del pozo Yanayacu 1202H se tomo como referencia la informacion del Paper SPE 107661, Optimun Horizontal Well Placemenet in Very Low Resistivity Reservoir With a Directional and Deep Logging-While-Drilling Technology. en donde se visualizan dos casos. El primero representa el estimado de la producción basándose en simulación de reservorios, el segundo es la declinación de la producción basándose en datos reales del pozo posteriores a la etapa de Exploracion. Para hacer el análisis de declinación se tomo como datos las producciones iniciales y el

corte de agua en ambos casos, en el caso de la prognosis se tiene 2200 BPD y 75 % de corte de agua (CA) y para el caso real es de 3500 BPD con 0.03% de corte de agua (CA).

9.2.1. Modelo de Declinación de la Producción

Para poder saber el valor del gas y del petróleo en un tiempo determinado, el predecir la producción de los mismos es muy importante.

Esto es muy importante para poder determinar los precios de los hidrocarburos y para tener una idea clara acerca del pronóstico de la producción de los mismos.

Un método para saber la cantidad de hidrocarburo producido en una escala de tiempo determinado es el método de la curva de declinación, el cual no es más que el trazo de una curva para así tener una idea del comportamiento histórico de la producción de hidrocarburos a través del tiempo.

Se tienen tres tipos de curvas de declinación de la producción, las cuales son:

1. Modelo de Declinación Exponencial.
2. Modelo de Declinación Hiperbólica.
3. Modelo de declinación Armónica.

Esta declinación se debe al resultado que producen todos los mecanismos de empuje tanto naturales como los inducidos que conducen a una disminución en la presión del yacimiento y esta a su vez se relaciona con los cambios generados por la expansión del petróleo levemente compresible.

El modelo usado en este caso es el de Declinación Hiperbólica cuya ecuación utilizada es la siguiente:

$$Q=Q_i (1+ D_i*bt) \exp (-(1/b))$$

El termino b representa a una constante de declinación la cual es positiva y está en un rango de 0 a 1.

En este caso, D_i es la velocidad de declinación en el momento en que el gasto q_i predomina, y el tiempo t es el lapso que tarda en reducirse el gasto desde q_i a q .

No todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depletación. En muchos casos se puede observar una declinación hiperbólica gradual donde el comportamiento de gasto contra tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica.

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen la reducción de presión comparado con la reducción causada por la expansión de un aceite ligeramente compresible, este modelo aplica de gran manera en los siguientes casos:

- Gas en solución
- Expansión del casquete de gas
- Empuje de agua

9.2.2. Modelo de Declinación Hiperbólica para el Análisis de la tendencia de la Producción

En esta sección se realiza la comparación de declinación Hiperbólica entre los casos de Declinación Hiperbólica Real y Declinación Hiperbólica de Prognosis, para lo cual se uso lo siguientes datos:

1. Q_0 Real = 3500 BPD
2. Q_0 Prognosis = 2200 BPD
3. $b = 0.5$
4. $D = 0.2$
5. $t = 20$ Años

A partir de los datos mostrados se obtuvieron los siguientes resultados:

Qo prognosis	Qo real	T (años)	b	D	Qt real	Qt prognosis
2200	3500	1	0.5	0.2	3500	2200
		2			2893	1818
		3			2431	1528
		4			2071	1302
		5			1786	1122
		6			1556	978
		7			1367	859
		8			1211	761
		9			1080	679
		10			970	609
		11			875	550
		12			794	499
		13			723	455
		14			662	416
		15			608	382
		16			560	352
		17			518	325
		18			480	302
		19			446	281
		20			416	262

Tabla 8. Declinacion de la produccion en casos real y prognosis.

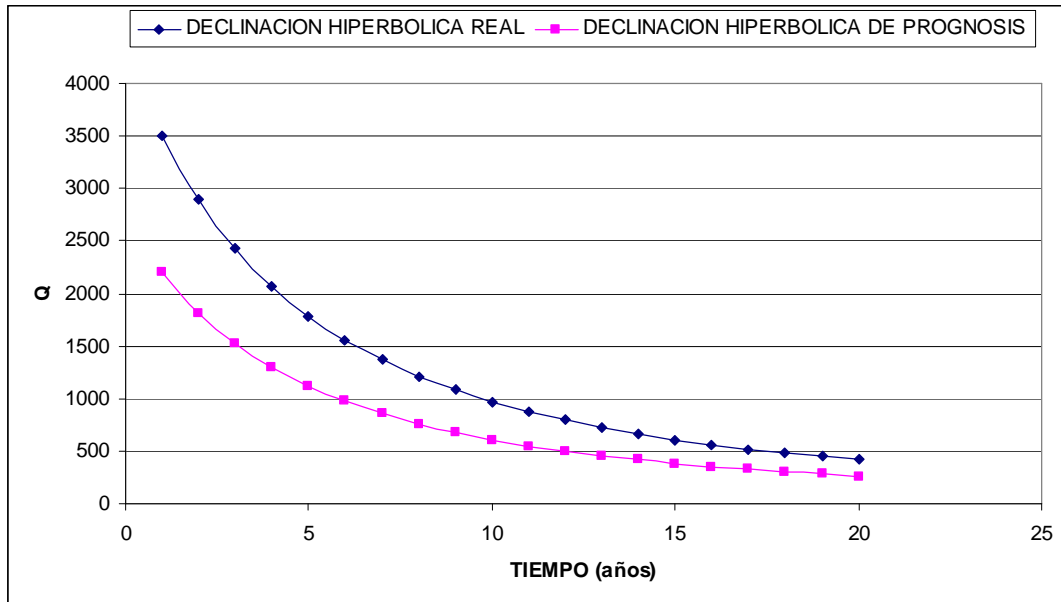


Figura 49. Curvas de declinacion de la produccion.

Como se puede visualizar en la grafica de las declinaciones de producción para ambos casos, el estimado de la declinación Real esta sobre el estimado de la declinación para la Prognosis.

Además de los estimados de declinación se realizó un Estimado de corte de agua a partir de los datos que se muestran en el Paper para los casos Real y Prognosis.

Con el cual se pudo realizar en siguiente cuadro con su respectivo esquema de curvas:

T (años)	CA Real	CA Prog
1	0.35	0.75
2	0.57	0.82
3	0.73	0.85
4	0.8	0.86
5	0.82	0.87
6	0.84	0.88
7	0.85	0.89
8	0.86	0.9
9	0.87	0.91
10	0.88	0.92
11	0.89	0.92
12	0.9	0.92
13	0.91	0.92
14	0.91	0.92
15	0.91	0.92
16	0.91	0.92
17	0.91	0.92
18	0.91	0.92
19	0.91	0.92
20	0.91	0.92

Tabla 9. Estimado del corte de agua en casos real y prognosis.

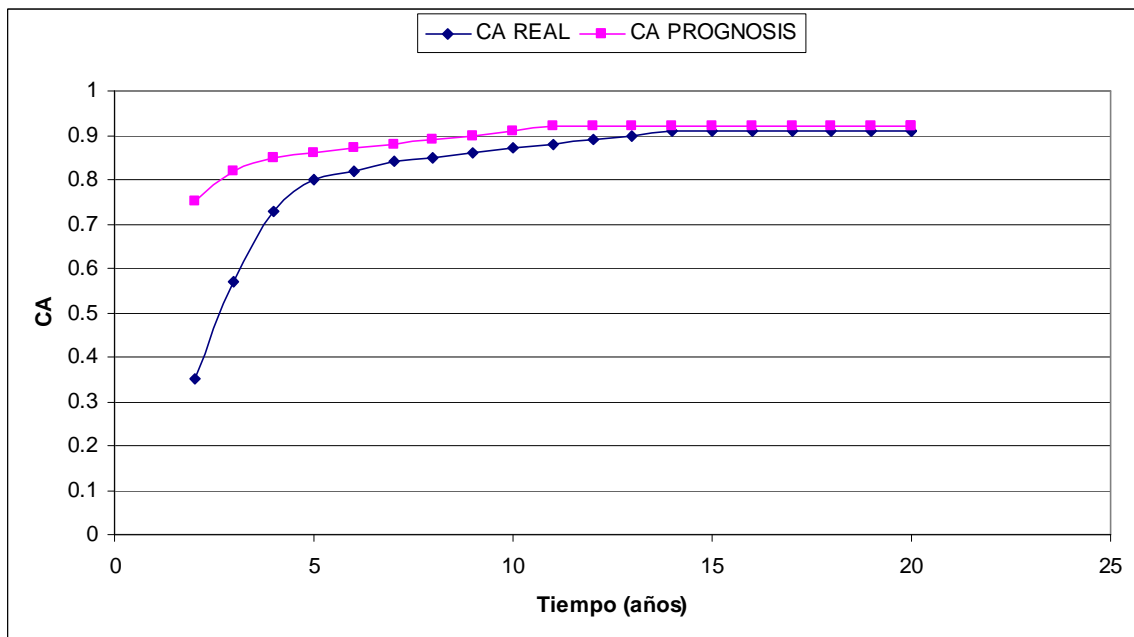


Figura 50. Curvas de estimacion del corte de agua.

9.2.3. Estado de Perdidas y Ganancias y Flujo de Caja Economico

Para realizar este estudio con mayor detalle y precision, se consultaron diversas fuentes actualizadas de las cuales se consideraron algunos parametros que definiran la evaluacion economica del proyecto en desarrollo. Estas fuentes se encuentran direccionadas en la bibliografia de este estudio.

Entre los parametros principales tenemos los siguientes:

- Precio del petroleo referencial y fijo para la vida util del pozo de \$70/Barril.
- Precio del costo de produccion, tratamiento y reinyeccion de agua de \$2/Barril.
- La proyeccion de petroleo y agua se hizo a 20 años, tomando los datos de la declinacio hiperbolica usada para los casos descritos anteriormente.
- Precio de produccion, transporte, comercializacion y gastos por contratos ambientales y sociales con el estado de \$14/Barril.
- La depreciacion de los tangibles e intangibles se calculo de los estimados de costos en la estapa de Exploracion.
- Los impuestos a las utilidades se estimo en 30%.
- La tasa de rentabilidad del sector se considero en 25%.
- La empresa asume el 100% de la inversion, el monto de la inversion se describe en el estimado de costos detallado anteriormente.

9.2.3.1. Analisis Economico del Proyecto sin el uso de LWD

El analisis economico del proyecto sin el uso de la herramienta LWD se sustenta en la simulacion de reservorios usada para realizar una proyeccion de la produccion del pozo, seguido de estos datos, se calculo la produccion del pozo segun el modelo de declinacion hiperbolica tomada para este estudio, del cual se obtubieron como datos la proyeccion de la produccion del pozo a 20 años de donde realizando los calculos corresponsdientes en hojas de excel se comparan los ingresos con los costos por año dado por la produccion del pozo estimada y por los parametros definidos anteriormente.

Año	Produccion de Petroleo			Precio \$/bbl	Ingreso (\$)	Costo Operativo			Depeceiacion		Depreciacion Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta
	BOPD	CA (%)	NETO			Agua	Petroleo	Costo de Produccion	Tangibles	Intangibles					
	exploracion														
	desarrollo														
1	2200	0.75	550	70	14052500	1204500	3011250	4215750	376818	108089	484907	4700657	9351843	2805553	6546290
2	1818	0.82	327	70	8361818	1088364	1791818	2880182	376818	0	376818	3256999	5104819	1531446	3573373
3	1528	0.85	229	70	5855208	947986	1254688	2202674	376818	0	376818	2579491	3275717	982715	2299002
4	1302	0.86	182	70	4656450	817254	997811	1815065	376818	0	376818	2191883	2464567	739370	1725197
5	1122	0.87	146	70	3728214	712867	798903	1511770	376818	0	376818	1888588	1839626	551888	1287738
6	978	0.88	117	70	2997867	628124	642400	1270524	376818	0	376818	1647342	1350525	405157	945367
7	859	0.89	95	70	2415273	558336	517559	1075895	376818	0	376818	1452712	962561	288768	673793
8	761	0.9	76	70	1944983	500138	416782	916920	376818	0	376818	1293738	651245	195373	455871
9	679	0.91	61	70	1561389	451068	334583	785651	376818	0	376818	1162469	398920	119676	279244
10	609	0.92	49	70	1245651	409285	266925	676211	376818	0	376818	1053028	192623	57787	134836
11	550	0.92	44	70	1124200	369380	240900	610280	376818	0	376818	987098	137102	41131	95972
12	499	0.92	40	70	1019683	335039	218503	553542	376818	0	376818	930359	89323	26797	62526
13	455	0.92	36	70	929091	305273	199091	504364	376818	0	376818	881181	47910	14373	33537
14	416	0.92	33	70	850057	279304	182155	461459	376818	0	376818	838277	11780	3534	8246
15	382	0.92	31	70	780694	256514	167292	423806	376818	0	376818	800623	-19929	-5979	-13950
16	352	0.92	28	70	719488	236403	154176	390579	376818	0	376818	767397	-47909	-14373	-38336
17	325	0.92	26	70	665207	218568	142544	361112	376818	0	376818	737930	-72723	-21817	-50906
18	302	0.92	24	70	616845	202678	132181	334859	376818	0	376818	711676	-94831	-28449	-66382
19	281	0.92	22	70	573571	188459	122908	311367	376818	0	376818	688185	-114613	-34384	-80228
20	262	0.92	21	70	534697	175686	114578	290264	376818	0	376818	667081	-132385	-39715	-92668

Tabla 10. Estado de perdidas y ganancias del proyecto sin LWD.

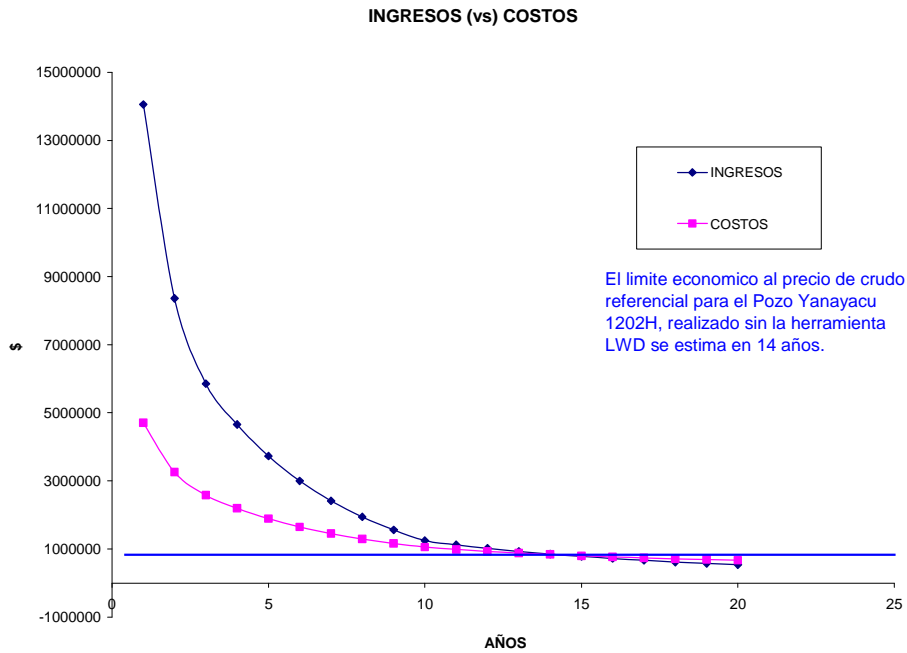


Figura 51. Curvas de ingresos y costos sin LWD.

Al realizar la comparacion de los ingresos versus los costos se calcula que la vida util del pozo es hasta los 14 años, despues del cual los costos superan a los ingresos y por consiguiente desde ese momento el proyecto ya no resulta rentable.

Por tal motivo, para el calculo del flujo de caja economico se considera el proyecto solo hasta los 14 años.

Año	Ingresos	Costos Produccion	Impuesto (-30%)	Inversion	Valor Residual	Flujo de Caja
0				-18000000		-18000000
1	14052500	4215750	2805553			7031197
2	8361818	2880182	1531446			3950191
3	5855208	2202674	982715			2669820
4	4656450	1815065	739370			2102014
5	3728214	1511770	551888			1664556
6	2997867	1270524	405157			1322185
7	2415273	1075895	288768			1050610
8	1944983	916920	195373			832689
9	1561389	785651	119676			656062
10	1245651	676211	57787			511654
11	1124200	610280	41131			472789
12	1019683	553542	26797			439344
13	929091	504364	14373			410354
14	850057	461459	3534		2260905	2645968

Tabla 11. Flujo de caja economico del proyecto sin LWD.

VAN	(\$6,014,184.49)
TIR	8.953%

9.2.3.2. Analisis Economico del Proyecto con el uso de LWD

Luego de la etapa de exploracion en el cual se uso la herramienta LWD, los resultados de produccion iniciales muestran una produccion mas alta y un valor de corte de agua mucho menor en comparacion con lo estimado en la prognosis. Estos valores repercuten tambien en los calculos realizados para la declinacion hiperbolica de la produccion con proyeccion a los 20 años de vida util del proyecto.

Año	Produccion de Petroleo			Precio \$/bbl	Ingreso	Costo Operativo			Depreciacion		Depreciacion Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta	
	BOPD	CA(%)	NETO			Produccion Agua	Produccion Petroleo	Costo de Produccion	Tangibles	Intangibles						
	exploracion															
	desarrollo															
1	3500	0.35	2275	70	58126250	894250	12455625	13349875	376818	108089	484907	13834781.52	44291468.48	11072867	44291468	
2	2893	0.57	1244	70	31783945	1203777.3	6810845.25	8014623	376818	0	376818	8391440	23392504	5848126	23392504	
3	2431	0.73	656	70	16770254	1295480	3593626	4889106	376818	0	376818	5265923	11504330	2876083	11504330	
4	2071	0.8	414	70	10582810	1209464	2267745	3477209	376818	0	376818	3854027	6728783	1682196	6728783	
5	1786	0.82	321	70	8213814	1069100	1760103	2829203	376818	0	376818	3206020	5007794	1251948	5007794	
6	1556	0.84	249	70	6360928	954139	1363056	2317195	376818	0	376818	2694013	3666915	916729	3666915	
7	1367	0.85	205	70	5239028	848224	1122649	1970872	376818	0	376818	2347690	2891338	722834	2891338	
8	1211	0.86	170	70	4331747	760266	928232	1688497	376818	0	376818	2065315	2266432	566608	2266432	
9	1080	0.87	140	70	3587220	685908	768690	1454598	376818	0	376818	1831416	1755804	438951	1755804	
10	970	0.88	116	70	2974020	623128	637290	1260418	376818	0	376818	1637236	1336784	334196	1336784	
11	875	0.89	96	70	2459188	568488	526969	1095456	376818	0	376818	1472274	986914	246728	986914	
12	794	0.9	79	70	2028670	521658	434715	956373	376818	0	376818	1333191	695479	173870	695479	
13	723	0.91	65	70	1662539	480289	356258	836547	376818	0	376818	1213365	449174	112293	449174	
14	662	0.91	60	70	1522269	439767	326201	765967	376818	0	376818	1142785	379484	94871	379484	
15	608	0.91	55	70	1398096	403894	299592	703486	376818	0	376818	1080304	317792	79448	317792	
16	560	0.91	50	70	1287720	372008	275940	647948	376818	0	376818	1024766	262954	65739	262954	
17	518	0.91	47	70	1191141	344107	255245	599352	376818	0	376818	976169	214972	53743	214972	
18	480	0.91	43	70	1103760	318864	236520	555384	376818	0	376818	932202	171558	42890	171558	
19	446	0.91	40	70	1025577	296278	219767	516044	376818	0	376818	892862	132715	33179	132715	
20	416	0.91	37	70	956592	276349	204984	481333	376818	0	376818	858150	98442	24610	98442	

Tabla 12. Estado de perdidas y ganancias del proyecto con LWD.

INGRESOS (vs) COSTOS

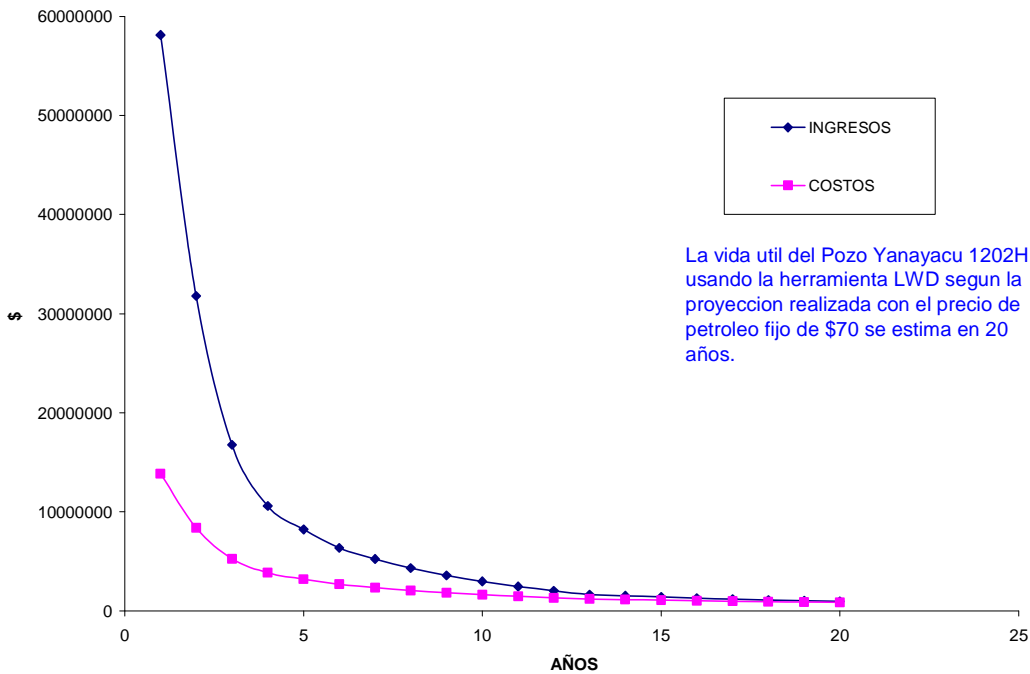


Figura 52. Curvas de ingresos y costos con LWD.

En los calculos y la comparacion de las curvas de los ingresos versus los costos se ve claramente que en los primeros años de produccion los ingresos superan claramente los costos en mayor valor momentario que el proyecto sin el uso de la herramienta LWD, posteriormente conforme la produccion va cayendo segun la tendencia de la curva de declinacion hiperbolica, y el corte de agua va en aumento, los ingresos se reducen y tienen a acercarse a los costos pero aun asi el proyecto logra una vida util de 20 años.

Posteriormente a este analisis se realiza el flujo de caja correspondiente a este proyecto con el cual se tienen los siguientes resultados:

Año	Ingresos	Costos de Produccion	Impuesto (-30%)	Inversion	Valor Residual	Flujo de Caja
0				-19653117		-19653117
1	58126250	13349875	11072867			33703508
2	31783945	8014623	5848126			17921196
3	16770254	4889106	2876083			9005065
4	10582810	3477209	1682196			5423405
5	8213814	2829203	1251948			4132663
6	6360928	2317195	916729			3127004
7	5239028	1970872	722834			2545321
8	4331747	1688497	566608			2076642
9	3587220	1454598	438951			1693671
10	2974020	1260418	334196			1379406
11	2459188	1095456	246728			1117003
12	2028670	956373	173870			898427
13	1662539	836547	112293			713698
14	1522269	765967	94871			661431
15	1398096	703486	79448			615162
16	1287720	647948	65739			574033
17	1191141	599352	53743			538046
18	1103760	555384	42890			505486
19	1025577	516044	33179			476354
20	956592	481333	24610		0	450649

Tabla 13. Flujo de caja economico del proyecto con LWD.

VAN	\$29,339,918.47
TIR	124.808%

como se puede ver los resultados muestran que el uso de la herramienta LWD amplia la vida útil del proyecto de 14 a 20 años debido al aumento de la producción de petróleo por un mayor contacto del pozo con el reservorio (mayor área drenada) y por la reducción drástica del corte de agua debido a un mejor emplazamiento del pozo en la zona de interés. Esto conlleva a que la rentabilidad del proyecto supere las expectativas como lo muestran tanto el VAN como el TIR.

9.2.4. Análisis de los principales factores de rentabilidad del proyecto

Debido a que el análisis económico del proyecto con la herramienta LWD brinda una rentabilidad mayor basada en los objetivos principales que son el aumento de la producción del pozo y la reducción del corte de agua, es por tal motivo que el estudio amerita un análisis más detallado comparando ambos objetivos para definir cuál de ellos es el que en mayor medida aporta a la rentabilidad del proyecto, estos serán esquematizados en dos simulaciones:

9.2.4.1. Primera Simulación

En este caso se asume que se logra incrementar la producción del pozo pero el corte de agua mantiene la tendencia de la prognosis.

Para los cálculos correspondientes a este análisis se mantiene los 20 años de vida del proyecto, se mantiene la tendencia de la producción obtenida con el uso de la herramienta LWD y los datos de corte de agua se reemplazan por los datos obtenidos de la prognosis.

Año	Produccion de Petroleo			Precio \$/bbl	Ingreso	Costo Operativo			Depeccacion		Depreciacion Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta	
	BOPD	CA(%)	NETO			Produccion Agua	Produccion Petroleo	Costo de Produccion	Tangibles	Intangibles						
	exploracion															
	desarrollo															
1	3500	0.75	875	70	22356250	1916250	4790625	6706875	376818	108089	484907	7191781.515	15164468.48	3791117	15164468	
2	2893	0.82	521	70	13304907	1731749.8	2851051.5	4582801	376818	0	376818	4959619	8345288	2086322	8345288	
3	2431	0.85	365	70	9316308	1508436	1996459	3504894	376818	0	376818	3881712	5435096	1358774	5435096	
4	2071	0.86	290	70	7407967	1300174	1587422	2887595	376818	0	376818	3264413	4143554	1035889	4143554	
5	1786	0.87	232	70	5932199	1134289	1271186	2405474	376818	0	376818	2782292	3149907	787477	3149907	
6	1556	0.88	187	70	4770696	999574	1022292	2021866	376818	0	376818	2398684	2372012	593003	2372012	
7	1367	0.89	150	70	3841954	888140	823276	1711416	376818	0	376818	2088233	1753720	438430	1753720	
8	1211	0.9	121	70	3094105	795627	663023	1458650	376818	0	376818	1835467	1258638	314659	1258638	
9	1080	0.91	97	70	2483460	717444	532170	1249614	376818	0	376818	1626432	857028	214257	857028	
10	970	0.92	78	70	1982680	651452	424860	1076312	376818	0	376818	1453130	529550	132388	529550	
11	875	0.92	70	70	1788500	587650	383250	970900	376818	0	376818	1347718	440782	110196	440782	
12	794	0.92	64	70	1622936	533250	347772	881022	376818	0	376818	1257840	365096	91274	365096	
13	723	0.92	58	70	1477812	485567	316674	802241	376818	0	376818	1179058	298754	74688	298754	
14	662	0.92	53	70	1353128	444599	289956	734555	376818	0	376818	1111373	241755	60439	241755	
15	608	0.92	49	70	1242752	408333	266304	674637	376818	0	376818	1051454	191298	47824	191298	
16	560	0.92	45	70	1144640	376096	245280	621376	376818	0	376818	998194	146446	36612	146446	
17	518	0.92	41	70	1058792	347889	226884	574773	376818	0	376818	951590	107202	26800	107202	
18	480	0.92	38	70	981120	322368	210240	532608	376818	0	376818	909426	71694	17924	71694	
19	446	0.92	36	70	911624	299534	195348	494882	376818	0	376818	871699	39925	9981	39925	
20	416	0.92	33	70	850304	279386	182208	461594	376818	0	376818	838411	11893	2973	11893	

Tabla 14. Estado de perdidas y ganancias para la primera simulacion.

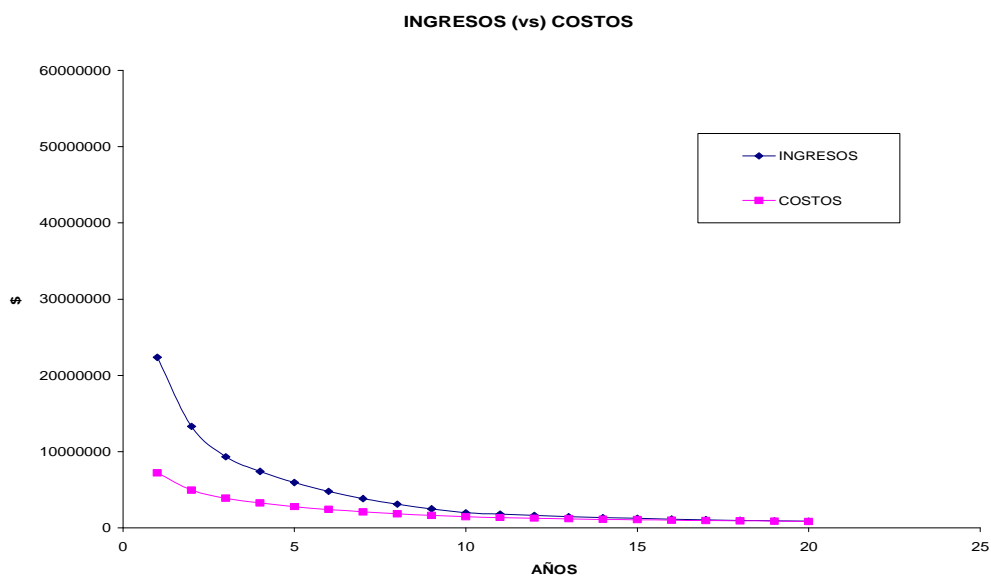


Figura 53. Curvas de ingresos y costos de la primera simulacion.

Año	Ingresos	Costos de Produccion	Impuesto (-30%)	Inversion	Valor Residual	Flujo de Caja
0				-19653117		-19653117
1	22356250	6706875	3791117			11858258
2	13304907	4582801	2086322			6635784
3	9316808	3504894	1358774			4453139
4	7407967	2887595	1035889			3484483
5	5932199	2405474	787477			2739248
6	4770696	2021866	593003			2155827
7	3841954	1711416	438430			1692108
8	3094105	1458650	314659			1320796
9	2483460	1249614	214257			1019589
10	1982680	1076312	132388			773980
11	1788500	970900	110196			707404
12	1622936	881022	91274			650640
13	1477812	802241	74688			600883
14	1353128	734555	60439			558134
15	1242752	674637	47824			520291
16	1144640	621376	36612			486652
17	1058792	574773	26800			457219
18	981120	532608	17924			430588
19	911624	494882	9981			406761
20	850304	461594	2973		0	385737

Tabla 15. Flujo de caja economico para la primera simulacion.

VAN	\$270,206
TIR	25.719%

9.2.4.2. Segunda Simulacion

En este caso se asume que se logra reducir el corte de agua pero la produccion se mantiene segun lo estimado en la prognosis.

Para los calculos correspondientes a este analisis se mantiene los 20 años de vida del proyecto, se mantiene la tendencia de la reduccion del corte de agua debido al uso de la herramienta LWD, pero la produccion diaria reemplaza por lo datos de la prognosis proyectada en la declinacion hiperbolica calculada en este estudio.

Año	Produccion de Petroleo			Precio \$/bbl	Ingreso	Costo Operativo			Depreciacion		Depreciacion Total	Costo Total	Utilidad sin Impuesto	Impuesto 30%	Utilidad Neta
	BOPD	CA(%)	NETO			Produccion Agua	Produccion Petroleo	Costo de Produccion	Tangibles	Intangibles					
	exploracion														
	desarrollo														
1	2200	0.35	1430	70	36536500	562100	7829250	8391350	376818	108089	484907	8876256.515	27660243	6915061	27660243
2	1818	0.57	782	70	19975455	756545	4280455	5037000	376818	0	376818	5413818	14561637	3640409	14561637
3	1528	0.73	413	70	10539375	814153	2258438	3072590	376818	0	376818	3449408	7089967	1772492	7089967
4	1302	0.8	260	70	6652071	760237	1425444	2185680	376818	0	376818	2562498	4089573	1022393	4089573
5	1122	0.82	202	70	5162143	671898	1106173	1778071	376818	0	376818	2154889	3007254	751813	3007254
6	978	0.84	156	70	3997156	599573	856533	1456107	376818	0	376818	1832924	2164231	541058	2164231
7	859	0.85	129	70	3293555	533242	705762	1239004	376818	0	376818	1615821	1677733	419433	1677733
8	761	0.86	107	70	2722976	477910	583495	1061405	376818	0	376818	1438222	1284753	321188	1284753
9	679	0.87	88	70	2255340	431241	483287	914528	376818	0	376818	1291345	963994	240999	963994
10	609	0.88	73	70	1868476	391490	400388	791878	376818	0	376818	1168696	699781	174945	699781
11	550	0.89	61	70	1545775	357335	331238	688573	376818	0	376818	1065390	480385	120096	480385
12	499	0.9	50	70	1274603	327755	273129	600884	376818	0	376818	977702	296901	74225	296901
13	455	0.91	41	70	1045227	301955	223977	525932	376818	0	376818	902749	142478	35619	142478
14	416	0.91	37	70	956314	276268	204924	481193	376818	0	376818	858010	98303	24576	98303
15	382	0.91	34	70	878281	253726	188203	441929	376818	0	376818	818746	59535	14884	59535
16	352	0.91	32	70	809424	233834	173448	407282	376818	0	376818	784099	25325	6331	25325
17	325	0.91	29	70	748358	216192	160362	376555	376818	0	376818	753372	-5014	-1254	-5014
18	302	0.91	27	70	693951	200475	148704	349178	376818	0	376818	725996	-32045	-8011	-32045
19	281	0.91	25	70	645268	186411	138272	324682	376818	0	376818	701500	-56232	-14058	-56232
20	262	0.91	24	70	601534	173776	128900	302677	376818	0	376818	679494	-77960	-19490	-77960

Tabla 16. Estado de perdidas y ganancias para la segunda simulacion.

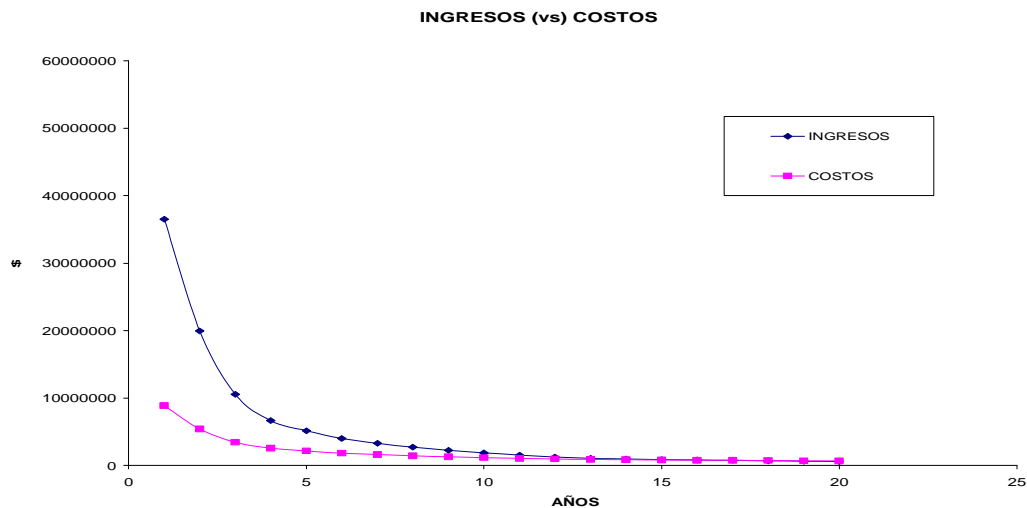


Figura 54. Curvas de ingresos y costos de la segunda simulacion.

Año	Ingresos	Costos de Produccion	Impuesto (-30%)	Inversion	Valor Residual	Flujo de Caja
0				-19653117		-19653117
1	36536500	8391350	6915061			21230089
2	19975455	5037000	3640409			11298045
3	10539375	3072590	1772492			5694293
4	6652071	2185680	1022393			3443997
5	5162143	1778071	751813			2632258
6	3997156	1456107	541058			1999991
7	3293555	1239004	419433			1635117
8	2722976	1061405	321188			1340383
9	2255340	914528	240999			1099813
10	1868476	791878	174945			901653
11	1545775	688573	120096			737106
12	1274603	600884	74225			599493
13	1045227	525932	35619			483676
14	956314	481193	24576			450545
15	878281	441929	14884			421469
16	809424	407282	6331			395811
17	748358	376555	-1254			373057
18	693951	349178	-8011			352784
19	645268	324682	-14058			334643
20	601534	302677	-19490		0	318347

Tabla 17. Flujo de caja economico para la segunda simulacion.

VAN	\$11,287,021
TIR	62.299%

Realizando el analisis comparativo de estos dos casos podemos determinar que la reduccion del corte de agua debido a un mejor emplazamiento del pozo con el uso de la herramienta LWD es el objetivo de mayor trascendencia economica pues segun los resultados del VAN y el TIR, la rentabilidad del proyecto para el segundo caso es mayor en comparacion con la rentabilidad del proyecto para el primer caso en el cual se concidera el aumento de la produccion pero con altas tasas de corte de agua. Esto es razonable pues en el caso de la selva el costo de produccion, separacion, tratamiento y reinyeccion del agua tiene un valor negativamente significativo para la rentabilidad del proyecto.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Si bien los registros de imágenes proporcionados por las herramientas LWD se transmiten con la resolución suficiente para realizar su análisis e interpretación, estos aun son de menor resolución que las imágenes generadas por la herramienta FMI la cual es corrida a cable, esto debido a los diversos factores propios de la perforación que alteran la toma del registro continuo cuando la herramienta LWD esta en el pozo.

2.- Las mediciones de la nueva generación de las herramientas LWD esta transformando la adquisición de registros durante la perforación en adquisición de registros para la perforación, ya que la integración de las imágenes del pozo con las otras mediciones obtenidas en tiempo real, proporcionan un medio eficaz para mejorar la eficiencia de la perforación.

3.- El reconocimiento de los eventos inducidos en la perforación mediante la interpretación de las imágenes de las paredes del pozo permite correcciones en el proceso de perforación, y esto reduce los costos debido a la optimización y una mayor eficiencia de la perforación.

4.- En esta tesis se ha mostrado la forma en que los registros de imágenes en tiempo real pueden optimizar en gran medida el emplazamiento del pozo, debido a que la interpretación de la información geológica y de buzamientos estructurales derivados de las imágenes del agujero reducen significativamente la incertidumbre en la geonavegación, y por lo tanto mejoran la tasa de éxito de los pozos direccionales, de alcance extendido y horizontales.

5.- Sustentandose en la evaluación económica realizada en esta tesis se puede concluir que el uso de las herramientas LWD disminuyen los costos, al ahorrar tiempo de perforación y mejorar la eficiencia de la perforación. Asimismo, incrementan los volúmenes de recuperación de hidrocarburos al maximizar la extensión de la zona productiva y reducir el efecto de los principales factores que restringen el flujo de petróleo.

6.- Debido a que aun no existe suministro de energía que tenga la rentabilidad comercial y que sea capaz de abastecer el consumo global como actualmente lo es la industria de hidrocarburos. Se recomienda el uso de las herramientas LWD en la perforación de pozos

direccionales y horizontales con la finalidad de hacer eficiente la perforacion y permitir una mayor extraccion de los hidrocarburos del subsuelo.

7.- Se recomienda el uso de las herramientas LWD en pozos multidireccionales y con alto grado de dificultad, asi como en yacimientos ubicados en aguas profundas, y campos maduros con el proposito de alcanzar los objetivos de perforacion y produccion deseados.

11. BIBLIOGRAFIA

- Introduction to Directional and Horizontal Drilling J.A. “Jim” Short, 1993.
- Oil Well Drilling Technology McGraw and Cole.
- Oilfield Review; “LWD en tiempo real: Registros para la perforacion”.
- Oilfield Review ; “Auge de las imagenes de las paredes del pozo”.
- Perforacion de Exploracion; B.I. Vozaviz Henski, Editorial-MIR-Moscu
- Petroleum Related Rock Mechanics; 1992.
- Paper de la SPE 107661, Optimum Horizontal Well Placement in Very Low Resistivity Reservoir with a Directional and Deep Logging-While-Drilling Technology.
- Prilliman JD, Allen DF y Lehtonen LR: “Horizontal Well Placement and Petrophysical Evaluation Using LWD” articulo de la SPE 30546, presentado en la conferencia tecnica y Exhibicion anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, Octubre 22-25, 1995.
- Rasmus J, Bornemann T, Farruggio G y Low S: “Optimizing Horizontal Laterals in a Heavy Oil Reservoir Using LWD Azimuthal Measurements,” Articulo de la SPE 56697 presentado en la conferencia tecnica y Exhibicion anual de la SPE, Houston, Texas, EUA, Octubre 3-6, 1999.
- <http://www.perupetro.com.pe/estadisticas01>
- www.atlahua.com/temporal/curvas-de-declinacion.pdf
- www.google.com.pe/Peru Corporation en cuanto a la produccion acumulada-fuente
- perupetro.
- yacimientos-de-gas-condesado.blog.spot.com/2008/02/curvas-de-declinacion.html