

**METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLIFEROS
UTILIZANDO LA TÉCNICA DE GEONAVEGACIÓN.**

**DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ
ALVARO ANDRES RINCON FRANCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLIFEROS
UTILIZANDO LA TÉCNICA DE GEONAVEGACIÓN.**

**DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ
ALVARO ANDRES RINCON FRANCO**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**Julio César Pérez Angulo
Ingeniero de Petróleos, Msc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2014

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. RESEÑA HISTÓRICA	17
1.1. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	18
1.1.1. Sidetracking.....	19
1.1.2. Perforación totalmente vertical	19
1.1.3. Pozos múltiples..	20
1.1.4. Múltiples arenas..	20
1.1.5. Locaciones inaccesibles.....	20
1.1.6. Perforación de fallas.	20
1.1.7. Domos salinos.	21
1.1.8. Pozos de alivio.....	21
1.1.9. Pozos horizontales.....	22
2. GEONAVEGACION	23
2.1. GEONAVEGACIÓN REACTIVA.....	24
2.2. GEONAVEGACIÓN PROACTIVA.....	25
2.3. TIPO DE DATOS: ACIMUTALES Y NO ACIMUTALES.	25
2.4. TERMINOLOGÍA BÁSICA DE GEONAVEGACIÓN.....	26
3. MÉTODOS PARA DESVIAR UN POZO.	28
3.1. MOTORES DE FONDO.....	28
3.2. MOTORES NAVEGABLES.....	30
3.3. SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL.....	31
3.3.1. Push the bit.	32
3.3.2. Point the bit.	35
3.4. BENEFICIOS DEL SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL (RSS).	35
4. MIDIENDO MIENTRAS QUE SE PERFORA (MWD).....	37
4.1. ORIENTACIÓN DEL BHA, TOOLFACE.....	37
4.2. TOOLFACE MAGNÉTICO.	38
4.3. TOOLFACE DE GRAVEDAD.....	39
4.4. RECONOCIMIENTO DE POZO (WELLBORE SURVEYING).	40
4.4.1. Profundidad medida (MD).....	40

4.4.2. Inclinación..	40
4.4.1. Acimut.	40
4.4.2. Cálculos de la trayectoria del pozo.	42
4.4.3. Reporte de los surveys..	42
4.5. TELEMETRÍA EN TIEMPO REAL.....	43
4.6. MEDICIONES RELACIONADAS CON LA PERFORACIÓN.....	44
5. REGISTRANDO MIENTRAS QUE SE PERFORA (LWD).	45
5.1. HERRAMIENTAS GAMMA RAY.....	45
5.2. HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD.....	46
5.2.1. Herramientas de resistividad tipo inducción o de onda.....	46
5.2.2. Herramienta Tipo Laterolog.	48
5.3. HERRAMIENTAS NEUTRON.....	50
5.4. HERRAMIENTAS DE DENSIDAD.	51
5.5. HERRAMIENTAS SÓNICAS O ACÚSTICAS.	54
6. MÉTODOS DE GEONAVEGACION DE POZOS.....	56
6.1. MODELAR, COMPARAR Y ACTUALIZAR.	58
6.1.1. Construcción del modelo de la formación.	59
6.1.2. Calculo de las respuestas de las herramientas.....	61
6.1.3. Comparación y actualización del modelo en tiempo real.	63
6.2. MEDICIONES ACIMUTALES.	67
6.2.1. Escalado del color de la imagen.	72
6.2.2. Orientación de las imágenes.....	73
6.2.3. Imágenes para calcular el ángulo entre una capa y el pozo.	74
6.2.4. Buzamiento Aparente y verdadero.....	75
6.2.5. El “otro” buzamiento aparente.....	76
6.2.6. Visualización 3D.....	77
6.2.7. Uso de datos provenientes de los cuadrantes para calcular ángulos relativos	78
6.2.8. Uso de buzamiento para calcular el espesor de las capas	80
6.3. DETECCIÓN DE DISTANCIA A LAS CAPAS	82
7. CASOS DE ESTUDIO, CAMPO GIRASOL.....	85
7.1. AMBIENTES SEDIMENTARIOS	85
7.1.1. Ambientes sedimentarios fluviales..	85

7.1.2. Ríos.....	86
7.1.3. Abanicos aluviales.....	87
7.2. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	89
7.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	90
7.4. CAMPO GIRASOL.....	93
7.4.1. Ejemplo campo Girasol 1.....	95
7.4.2. Ejemplo campo Girasol 2.....	101
7.5. CASOS ESPECIALES.	108
7.5.1. Pinchamiento de arenas.	108
7.5.2. Fallas Satélite	109
7.5.3. Intercalaciones de arcillas.....	110
8. ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS.	112
8.1. SARTA DE PERFORACIÓN.....	112
8.2. ATERRIZAJE DEL POZO.....	113
8.3. INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA.....	114
8.4. EXACTITUD DEL POSICIONAMIENTO.....	115
8.5. BUZAMIENTO DE LA FORMACIÓN	116
8.6. CONTROL DE LA PERFORACIÓN	118
8.7. COMUNICACIONES.....	119
8.8. SIDETRACKS.	120
8.9. POZOS PILOTOS.....	121
8.10. INCERTIDUMBRE RIESGOS Y RESTRICCIONES	123
9. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA.....	126
9.1. EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO MEDIANTE POZOS OFFSET Y SÍSMICA:.....	126
9.2. EVALUACIÓN OPERACIONAL DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS DE INTEGRIDAD.....	128
9.3. EVALUACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE REGISTROS NECESARIAS.....	131
9.3.1 .Evaluaciones potenciales de zonas productoras, ubicación de contactos entre fluidos..	131
9.3.2. Detección de aproximación de límites de capas.	131
9.3.3. Identificación de perfiles de invasión.....	132

9.3.4. Determinación de buzamientos a partir de registros..	132
9.3.5. Determinación de la litología.	132
9.3.6. Detección de límites a distancia.	132
9.4. PREJOB: EVALUACIÓN DE POSIBLES ESCENARIOS DURANTE LA PERFORACIÓN.	133
9.5. EJECUCION: EVALUACIÓN Y MONITOREO.	134
10. EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA	141
11. CONCLUSIONES.	149
12. RECOMENDACIONES.	150
BIBLIOGRAFIA.	151

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Aplicaciones de la perforación direccional	22
Figura 2: Herramientas acimutales	26
Figura 3: TVD, desplazamiento, acimut	27
Figura 4: Avances recientes en la perforación direccional	28
Figura 5: Sección transversal motor de desplazamiento	29
Figura 6: Componentes de un motor de fondo.....	30
Figura 7: Deslizamiento y rotación.....	31
Figura 8: Mecanismos de control de la trayectoria.....	32
Figura 9: Sistema push-the-bit	33
Figura 10: Salida y entrada de los cojinetes (pads)	33
Figura 11: Dispositivo del sistema point -the-bit.....	34
Figura 12: Toolface magnético.....	38
Figura 13: Toolface de gravedad	39
Figura 14: Inclinación	41
Figura 15: Acimut.....	41
Figura 16: Ejemplo de survey, página 1.....	42
Figura 17: Ejemplo de survey, pagina 2.....	43
Figura 18: Registro de mediciones en fondo.....	44
Figura 19: Sensor gamma ray.....	46
Figura 20: Herramienta arcVISION	47
Figura 21: Herramienta de resistividad doble compensada.	48
Figura 22: Herramienta RAB.....	50
Figura 23: Sensor neutrón térmico compensado.	51
Figura 24: Herramienta adnVISION	53
Figura 25: Herramienta sonicVISION.....	54
Figura 26: Plan del pozo vs la realidad.	57
Figura 27: Cono de incertidumbre.....	58
Figura 28: Proceso de squaring	60
Figura 29: Opciones de depositación de las capas.....	61
Figura 30: Proceso de modelaje interactivo.	62
Figura 31: Modelo geológico basado en pozos correlacion.	63
Figura 32: Correlación de registros modelados con registros obtenidos	64
Figura 33: Incongruencia entre los registros obtenidos y los registros modelados.	65
Figura 34: Ajuste del buzamiento, para ajustar el modelo geológico.	66
Figura 35: Limitaciones de las mediciones no acimutales.	67
Figura 36: Clasificación de los cuadrantes acimutales según schlumberger	68
Figura 37: Comparación del tamaño en pixeles de las herramientas LWD y wireline.....	69

Figura 38: Respuesta de distintas herramientas a la misma formación.....	70
Figura 39: Respuesta de las imágenes dependiendo del ángulo de buzamiento de la formación	71
Figura 40: Imágenes dinámicas e imágenes estáticas.	73
Figura 41: Calculo del buzamiento relativo de la formación.....	74
Figura 42: Calculo del ángulo relativo.....	75
Figura 43: Buzamiento y buzamiento aparente.....	75
Figura 44: Buzamiento relativo y aparente del pozo.	76
Figura 45: Software de visualización de geonavegación.	78
Figura 46: Registros lwd típico de un pozo horizontal.....	79
Figura 47: Aclaración de los distintos espesores. MDT, TBT, TVT.....	81
Figura 48: Razones para conocer el buzamiento.....	81
Figura 49: Ventajas de conocer el buzamiento de la capa.....	82
Figura 50: Corte transversal entregada por el software y herramienta de geonavegación.....	83
figura 51: Esquematación de la resolución de las distintas técnicas de obtención de datos.....	84
Figura 52: Esquema del modelo deposicional fluvial	87
Figura 53: Modelo deposicional abanico aluvial.....	88
Figura 54: Ubicación de la cuenca del valle medio del magdalena.....	89
Figura 55: Corte transversal de la cuenca del valle medio del magdalena.	91
Figura 56: Columna estratigráfica de la cuenca del valle medio del magdalena	92
Figura 57: Columna estratigráfica del campo girasol	94
Figura 58: Registros de pozos correlación, ejemplo girasol 1	96
Figura 59: Cambio de trayectoria del pozo	98
Figura 60: Distinción de límites de baja resistividad.	99
Figura 61: Cambio de buzamiento para perforar subparalelamente a la arcilla	100
Figura 62: Profundidad total (td) del pozo	100
Figura 63: Correlación de registros con los datos provenientes del mud logging	101
Figura 64: Registros de pozos correlación, ejemplo girasol 2.....	103
Figura 65: Plan de aterrizaje del pozo	103
Figura 66: Cambio de inclinación de la broca	104
Figura 67: Desaparición del límite de capas	105
Figura 68: Detección del límite inferior.....	106
Figura 69: Captación de límites.	106
Figura 70: Profundidad total del pozo.	107
Figura 71: Pinchamiento de arenas.	108
Figura 72: Fallas satélites.	110
Figura 73: Intercalaciones de arcillas.....	111
Figura 74: Tendencia del bha a profundizarse.....	113

Figura 75: Interface 3D	114
Figura 76: Incertidumbre vs espesores de los objetivos.	115
Figura 77: Modelaje interactivo de los buzamientos de la formación.....	116
Figura 78: Correlación de registros TVD vs registros TST.....	117
Figura 79: TVT, TVD y TST	118
Figura 80: Plan de la trayectoria y del sidetrack	121
Figura 81: Visualización de pozos pilotos en el campo girasol	122
Figura 82: Verificación de la continuidad de los canales de arena	124
Figura 83: Canales de comunicación.....	139
Figura 84: Diagrama causa y efecto para determinar si se aplica o no la metodología.	147

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLIFEROS UTILIZANDO LA TÉCNICA DE GEONAVEGACIÓN.*

AUTORES: ALVARO ANDRES RINCON FRANCO; DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ.**

PALABRAS CLAVE: GEONAVEGACION, METODOLOGIA, PERFORACION, DIRECCIONAL, MODELAJE INTERACTIVO.

DESCRIPCION

Muchas de las actividades en la industria petrolera, y más específicamente en el área de perforación cuentan con procesos de trabajos muy bien definidos que conducen al éxito de las operaciones. En este proyecto se ha desarrollado una metodología para llevar a cabo una operación de geonavegación exitosamente, la cual describe las etapas de planeación, monitoreo y ejecución. La metodología está basada en la revisión de la bibliografía de operaciones de geonavegación las cuales se han desarrollado con éxito.

El trabajo presentado consiste de una revisión de conceptos indispensables para operaciones de geonavegación encontrados en la literatura, seguido del análisis de casos de estudio exitosos en ambientes deposicionales fluviales, para después extraer las prácticas y métodos más importantes que allí se utilizaron. A continuación se desglosan los paquetes de tareas predominantes en una operación de geonavegación para definir cada una de las etapas principales de dicha operación, para finalmente determinar si es conveniente aplicar la metodología o no, usando un diagrama de causa o efecto, el cual puede identificar problemas o inconsistencias en los principales factores que podrían acarrear riesgos para el proyecto de geonavegación. En la construcción de la metodología se dan algunas pautas y recomendaciones, con las que cualquier proyecto de geonavegación debería contar para alcanzar el éxito, lo cual implica una ubicación óptima del pozo en la arena objetivo.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Ingeniero de petróleos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR DRILLING OIL WELLS USING THE GEOSTEERING TECHNIQUES*

AUTHORS: ALVARO ANDRES RINCON FRANCO; DANIEL FERNANDO MORENO DIAZ.**

KEY WORDS: GEOSTEERING, METHODOLOGY, DRILLING, DIRECTIONAL, FORWARD MODELLING.

DESCRIPTION:

Many activities in the oil industry and more specifically drilling with the workflow is very well defined and which will lead to the success of these operations. In this project we developed a methodology to carry on a geosteering operation successfully, which describes the stages of planning, monitoring, and execution. The methodology is based on the review of a bibliography of geosteering operations which was developed successfully.

This degree consists of the review for essential concepts for geosteering operations found in the literature, continued by the analysis of successful case of study fluvial depositional environments, after that extract the practices and the most important methods that were used. Next, the main groups of tasks in this kind of operation of geosteering will be broken down in order to define each of the principal stages of these operations. This will also determine if the methodology should be applied or not, using a cause-effect diagram, which can identify problems or inconsistencies in the main factors that could lead to risk for the geosteering project. In building the methodology, there are some patterns and recommendations, which any kind of project of geosteering should take into account to be successful, which implies an optimum well-placement in the target sand.

* Work Degree

** Faculty of Physical-chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Julio Cesar Pérez Angulo.

INTRODUCCIÓN

El aumento desmesurado en el consumo de hidrocarburos a nivel global sumado a la constante declinación de las reservas de los llamados yacimientos convencionales, ha hecho que alcanzar los objetivos de perforación sea cada vez un trabajo más complejo para todo tipo de yacimiento.

Una de las grandes ventajas de los pozos direccionales es que pueden ser posicionados dentro de una arena en su totalidad, sin ser cohibidos por factores como por ejemplo: ambientes deposicionales, cambios geológicos o buzamientos de las distintas formaciones. Para este fin, se han desarrollado técnicas de geonavegación y geoposicionamiento que facilitan la construcción de los pozos.

El proyecto consiste de una breve revisión de la literatura en lo que concierne a geonavegación, perforación direccional, registros LWD y MWD, para después estudiar y analizar casos de estudio y ejemplos de pozos geonavegados con el fin de extraer las técnicas y los métodos más importantes que se han utilizado en este campo. A continuación se desarrolla una metodología que consiste de 5 etapas principales, las cuales incluye planeación, monitoreo y ejecución, pues se consideran estas las etapas más importantes en este tipo de proyectos. Finalmente se utiliza un diagrama de causa-efecto para determinar en qué casos es aplicable o no la metodología, y se recomiendan pautas y estándares para tomar la decisión.

1. RESEÑA HISTÓRICA.

La suposición de que todos los pozos eran totalmente verticales o que el fondo del pozo estaba directamente debajo del taladro de perforación fue tomada desde hace muchos años pero esto desafortunadamente no era cierto. Esta situación se hizo innegable en el campo Seminole, en Oklahoma donde la industria petrolera evidencio problemas asociados a la desviación de los pozos. En este campo los pozos fueron perforados con un espaciamento muy reducido entre ellos. Como resultado de una tendencia de desviación se originó una intercepción de las trayectorias de algunos pozos con las trayectorias de pozos que ya estaban produciendo. Además algunos de los pozos llegaban a las formaciones objetivo a diferentes profundidades medidas (MD)¹ de las esperadas aunque las profundidades verticales verdaderas (TVD)² eran muy similares.

En 1920, se desarrollaron herramientas direccionales que podían medir inclinación y acimut. En algunos pozos del campo Seminole se registraron desviaciones hasta de 46° desde la vertical. Los estudios concluyeron que la desviación promedio medida desde la vertical para este campo era aproximadamente de 13°.

El primer pozo direccional controlado fue perforado en California en 1930 para alcanzar un objetivo en offshore. Desafortunadamente hubo disputas para determinar quién era el dueño de las reservas del campo. Los operadores estaban perforando por fuera del bloque que la licencia adjudicaba con el objetivo de drenar reservas que no les pertenecían, lo cual resulto en problemas legales.

A mediados de 1930, los pozos eran perforados direccionalmente para alcanzar reservas de aceite que de otra forma eran casi imposible. En la mayoría de los casos el aceite se encontraba en formaciones bajo el océano

¹ MD: longitud total del pozo, medida en pies a lo largo de su curso real a través de la tierra

² TVD: Profundidad vertical verdadera es la distancia vertical entre un punto en el pozo a un punto en la superficie.

por esto se ubicaba el taladro sobre la costa y se perforaba direccionalmente en los depósitos de aceite que se encontraban costa afuera.

Sin embargo los pozos direccionales seguían sin tener el auge necesario, eso fue hasta que un pozo de alivio fue perforado para remediar un reventón cerca a Conroe, Texas. El reventón había ocurrido mientras se perforaba lo cual genero un cráter de 170 pies alrededor del pozo. El taladro de perforación se hundió y se perdió. Aproximadamente unos 6000 barriles de crudo por día fluían del cráter. Entonces se perforo un pozo de alivio desde una posición cercana al sitio del accidente. Se usaron las técnicas de perforación direccional que se conocían en la época para intersectar la formación productora que causaba el reventón, finalmente el reventón fue controlado bombeando fluidos a través del pozo de alivio al pozo del accidente. Desde entonces, la perforación direccional ha sido aceptada. Hoy en día, el continuo avance y desarrollo de nuevas técnicas y herramientas están haciendo que la perforación direccional sea una actividad cada vez más rentable.

La perforación direccional controlada está definida por el API como: El arte y ciencia que involucra la deflexión intencional de un pozo en una dirección específica, con el fin de alcanzar un objetivo en el subsuelo. Hoy en día se considera mucho más una ciencia que un arte.³

1.1. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

Un pozo direccional deberá cumplir con los siguientes requisitos antes de considerar una aplicación específica los cuales son:

- Perforar con seguridad.
- Alcanzar la formación objetivo.
- Facilitar el programa de registros planeado.
- Permitir la corrida del casing y el completamiento.

³ CARDEN, Richard. Directional horizontal drilling manual. Tulsa Oklahoma: Petroskills,Ilc. an ogci company, 2007. p.7.

- Evitar generar un desgaste excesivo al casing, que afecten las operaciones futuras.
- Brindar accesibilidad para futuras intervenciones en el pozo.
- Perforar al menor costo posible.⁴

Si uno o más de estos requisitos no se pueden garantizar, no debería considerarse el uso de la perforación direccional.

Las siguientes son las aplicaciones más comunes de los pozos direccionales.

1.1.1. Sidetracking. El sidetracking, es una operación en la cual se deflecta el pozo para empezar uno nuevo en cualquier punto que se encuentre por encima del fondo del pozo anterior. La razón principal por la cual se realiza un sidetrack es un pescado el cual ha sido perdido en el pozo.

Por lo general, un sidetrack se realiza bombeando un tapón de cemento en el pozo viejo, el tope del cemento indicara a que profundidad inicia el sidetrack. El sidetrack podrá ser ciego u orientado. En un sidetrack ciego, la dirección del sidetrack no es específica y no es considerado un pozo direccional, por otro lado en un sidetrack orientado una herramienta de deflexión es usada para perforar el nuevo pozo.⁵

1.1.2. Perforación totalmente vertical. Es un caso especial de perforación direccional donde se hace todo lo posible para mantener el pozo totalmente vertical. Las razones para un pozo totalmente vertical son:

- Mantener el pozo en los límites de la licencia ambiental.
- Permanecer dentro de las especificaciones de la prognosis geológica.
- Permanecer dentro de los requerimientos de espaciamiento del campo.

En algunas partes del mundo, la desviación a partir de la vertical es causada por las tendencias naturales impuestas por la formación. Se utilizan

⁴ GRIFFITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas: Schlumberger,2009. p.35

⁵ CARDEN,op.cit,p.8

configuraciones de pozo especiales para mantener el dog leg severity⁶ en los valores esperados.⁷

1.1.3. Pozos múltiples. La perforación direccional controlada es usada cuando se perforan pozos múltiples desde una estructura artificial, como por ejemplo las plataformas costa afuera y clusters. Los costos de construir una plataforma para cada uno de los pozos harían inviable estos proyectos. Sin embargo, si los pozos pueden ser perforados direccionalmente, cuarenta o inclusive más pozos pueden ser perforados desde la misma plataforma. Si no fuera por la perforación direccional controlada, muchos de los pozos offshore existentes no serían económicamente rentables.⁸

1.1.4. Múltiples arenas. Hay casos especiales cuando múltiples arenas son perforadas con un mismo pozo. Por ejemplo donde las arenas con un buzamiento marcado están selladas por una inconformidad, una falla o un domo salino, entonces se requieren pozos verticales para producir cada arena, las cuales podrían estar separadas por una barrera de permeabilidad. Sin embargo para una reducción significativa en costos de producción todas las arenas pueden ser perforadas por un mismo pozo direccional.

1.1.5. Locaciones inaccesibles. En muchas ocasiones el yacimiento se encuentra debajo de pueblos, ríos, montañas o incluso facilidades de producción siendo lugares inaccesibles pero gracias a la perforación direccional, el pozo puede ser desplazado horizontalmente. Lo cual permite la producción de este yacimiento que antes se consideraba inviable.

1.1.6. Perforación de fallas. En la perforación de un pozo vertical resulta complicado atravesar un plano de falla⁹ con alto buzamiento ya que en muchas

⁶ Dogleg severity: es es una medida de la cantidad de cambio en la inclinación, y / o el acimut de un pozo, generalmente expresada en grados por cada 100 pies de trayectoria.

⁷ CARDEN,op.cit,p.1-3

⁸ CARDEN,op.cit,p.1-5

⁹ Plano de falla: Es la superficie de ruptura, esta no debe ser necesariamente plana y puede ser casi horizontal o completamente vertical.

ocasiones la broca puede presentar una deflexión a través del plano fallado y tomar su dirección.

Para evitar este problema la perforación direccional se aplica en la perforación de fallas en la cual el pozo puede ser perforado desde el bloque techo o el bloque muro¹⁰ y direccionar la sarta hacia la formación productora. La broca cruzara la falla con el ángulo suficiente para que su dirección no cambie hacia el plano de falla.

1.1.7. Domos salinos. Existen yacimiento de crudo los cuales son formados gracias a la diversidad de trampas creadas por la intrusión de un domo salino¹¹ y la asociación con minerales evaporíticos que pueden proveer un excelente sello.

La perforación horizontal ha sido usada para alcanzar depósitos de aceite que se han formado debido a una intrusión de sal. Los pozos son perforados de forma adyacente al domo salino. La perforación direccional alrededor del domo salino soluciona problemas como la contaminación de los lodos base agua, y la naturaleza plástica que presentan las formaciones salinas.

1.1.8. Pozos de alivio. En las operaciones de perforación un reventón es uno de los mayores riesgos de la misma operación y se considera el problema más costoso de solucionar en el ámbito de la perforación de pozos. Para solucionar un reventón es necesario perforar un segundo pozo llamado pozo de alivio esta es una de las aplicaciones más estudiadas de los pozos direccionales.

Si un reventón que ocurrió en un pozo no es accesible desde la superficie, entonces un pozo de alivio es perforado para intersectar el pozo que esta fuera de control desde el subsuelo. Se puede bombear agua o lodo desde el pozo de

¹⁰ Bloque techo y muro: son las porciones de terreno que se desplazan sobre el plano de falla. Si está por encima de la falla se denomina techo y si está por debajo muro.

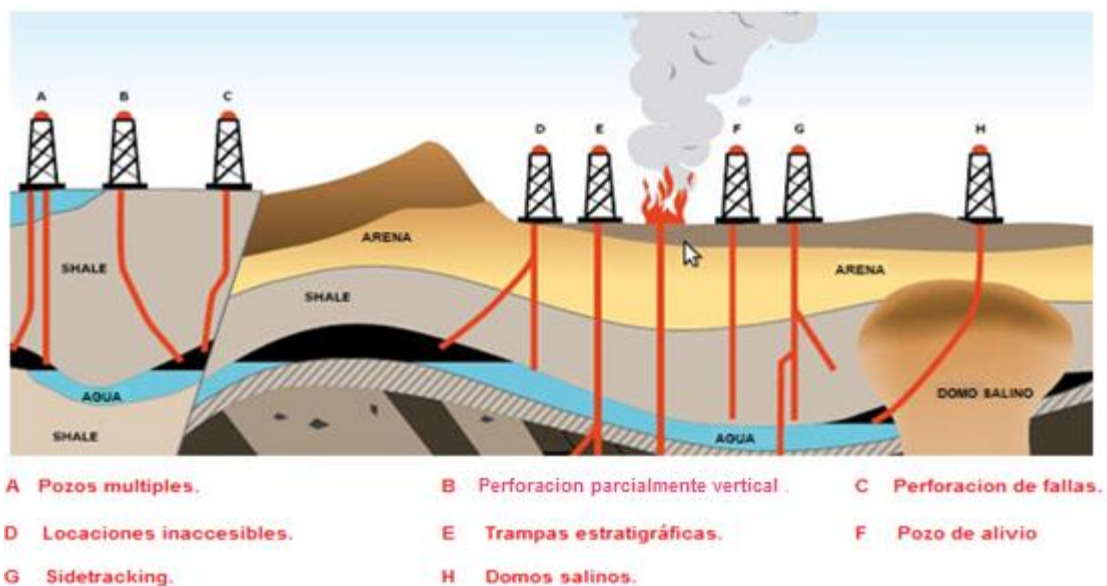
¹¹ Domo salino: Masa compuesta de anhidrita y yeso, formando una columna que puede o no alcanzar la superficie y que se forma por ascenso de rocas salinas más ligeras que las rocas que atraviesan.

alivio hasta el pozo dañado, pero para este tipo de operaciones la perforación direccional tiene que ser muy precisa y requiere herramientas especiales.

1.1.9. Pozos horizontales. Una aplicación de la perforación direccional es la perforación de pozos horizontales los cuales incrementan la productividad de varias formaciones. Una de las primeras aplicaciones para pozos horizontales fue en yacimientos fracturados verticalmente. En yacimientos fracturados, una cantidad significativa de la producción proviene de las fracturas. La formación Austin Chalk en Texas, es un ejemplo clásico del uso de técnicas de la perforación horizontal para producir un yacimiento naturalmente fracturado.

Los pozos horizontales son usados para incrementar la productividad en yacimientos de baja permeabilidad¹². Además de esto, se pueden realizar numerosas fracturas a lo largo del pozo para incrementar la producción y reducir el número de pozos verticales para drenar el yacimiento.

Figura 1: Aplicaciones de la perforación direccional



Fuente: DrillEng-Group4-DirectionalDrilling. www.wikispaces.com.

¹² Yacimiento de baja permeabilidad: yacimientos con permeabilidad entre 1 mD para el aceite y 0.1 mD para el gas

2. GEONAVEGACION

La geonavegación está definida como: “perforación de un pozo horizontal o un pozo desviado, donde las decisiones de la trayectoria del pozo están basadas en la geología y datos del yacimiento que son tomados en tiempo real”¹³. En perforación desviada convencional, la trayectoria del pozo es “navegada” de acuerdo al plan geológico que fue determinado con anterioridad. El objetivo de esta práctica es seguir la línea de la trayectoria planeada de la forma más cercana posible. El geonavegación es una ramificación de esta técnica. Es requerida cuando se tienen dudas del modelo geológico, o cuando la tolerancia de los objetivos es muy pequeña, o la geología es tan complicada que hace una perforación direccional muy riesgosa.

Registrando mientras se perfora (LWD): este tipo de datos, pueden ser usados para ayudar a posicionar el pozo horizontal plenamente en el objetivo. Por lo general los datos obtenidos con LWD son: gamma ray, resistividad, y density. De esta forma, la trayectoria del pozo puede ser ajustada con ayuda de registros en tiempo real. Muchas veces estos registros son incluidos como parte del programa de perforación.

Uno de los problemas más complejos cuando se perforan pozos horizontales en formaciones muy delgadas, es la dificultad para posicionar el pozo a lo largo del estrato. Es muy probable en estos casos, a pesar de los esfuerzos del personal de perforación, que la ubicación del pozo este, ya sea por debajo o por encima de la formación de interés. Un pozo con gran potencial de producción puede ser dañado en el posicionamiento del mismo en la arena objetivo. La geonavegación permite la identificación del marcador geológico¹⁴ y permite ajustarlo de acuerdo a lo que los registros indiquen. Los registros más

¹³ Peach, S. R. and Kloss, P. J. C.; “A new Generation of Instrumented Steerable Motors Improves Geosteering in North Sea Horizontal Wells,” IADC/SPE 27482, presented at the 1994 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, Feb. 15-18, 1994.

¹⁴ Marcador geológico: líneas que se establecen como referencia en la columna estratigráfica su función es indicar el cambio de una formación a otra.

usados para identificar los marcadores de las formaciones son el gamma ray y los registros de resistividad.¹⁵

Cuando se perforan espesores muy delgados, es importante identificar rápidamente la distancia a los límites, y se debe contar con una respuesta suficientemente rápida por parte de las herramientas de geonavegación. Las lecturas del gamma ray y el registro de resistividad se ven afectadas por las formaciones adyacentes esto permite determinar la posición de un límite del estrato sin salirse del yacimiento. Mantener la perforación en el estrato de interés siempre es complicado debido a las variaciones del ángulo de buzamiento¹⁶ que experimenta el estrato, las variaciones de espesor y la presencia de pequeñas fallas.

Aunque el espesor del estrato podría ser muy delgado, es deseable mantener una distancia fija arriba del contacto agua/aceite para esto se usa el registro de resistividad o debajo del contacto aceite/gas, para esto se usa el registro density.

En yacimientos altamente fallados, muchos bloques de hidrocarburos podrían ser conectados con un mismo pozo. El éxito de esta operación depende del despegue desde un bloque fallado y la navegación correcta para entrar al siguiente bloque fallado. La geonavegación es fundamental para esto y para maximizar la productividad.

2.1. GEONAVEGACIÓN REACTIVA.

Consiste en identificar de forma inmediata cuando se atraviesa el límite de un estrato. Se basa en modificar la trayectoria de pozo después de que ha ocurrido o se ha atravesado por un evento geológico diferente a lo planeado. Cuando se habla de eventos geológicos se tienen en cuenta: topes, bases,

¹⁵ CARDEN, op. cit, p.4-37

¹⁶ Angulo de Buzamiento: Ángulo que forma el estrato con la horizontal, medido perpendicularmente al rumbo.

contacto agua-petróleo, fallas, acuíferos, cambios de facies laterales, entre otros.

Los valores de inclinación y buzamiento se obtienen de las herramientas acimutales de poca profundidad de investigación. Al realizar un método común de geonavegación reactiva, se utilizan imágenes y sensores del pozo de poca profundidad de investigación además se toman en cuenta los sensores acimutales que brindan imágenes para el cálculo cuantitativo de la inclinación relativa.¹⁷

2.2. GEONAVEGACIÓN PROACTIVA.

Tiene como finalidad anticipar los diversos eventos geológicos, buscando evitar que estos sean atravesados durante la perforación, permitiendo que se puedan tomar decisiones correctivas a tiempo. La geonavegación proactiva se caracteriza porque se corre usando los datos de resistividad acimutal orientada y profunda.

Esta geonavegación se puede desarrollar por varios métodos uno de ellos es usando curvas de resistividad somera y profunda; cuando las curvas se separan, se visualiza la proximidad a un límite de capa. La curva de resistividad profunda es la que permite anticipar el límite de capa a una distancia mayor que la curva de resistividad somera.¹⁸

2.3. TIPO DE DATOS: ACIMUTALES Y NO ACIMUTALES.

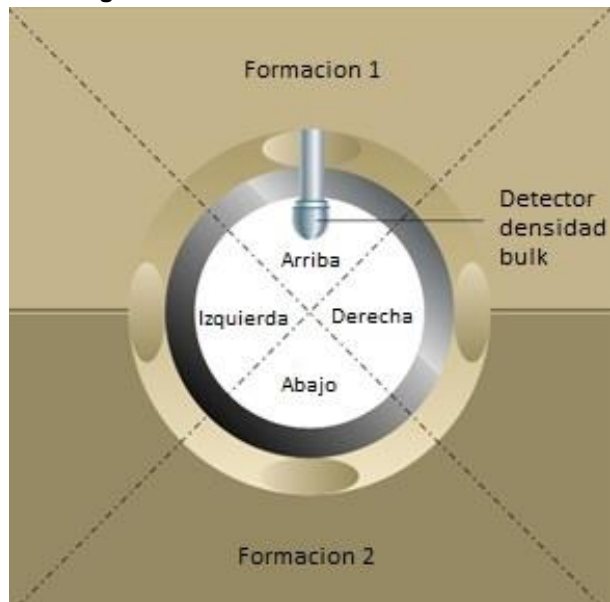
Mediciones Acimutales: Estas mediciones se centran en uno o más sectores acimutales del pozo esto se debe a que la herramienta tiene cierta sensibilidad direccional. Este tipo de mediciones tienen una o más direcciones perpendiculares a la superficie de la herramienta que son las responsables de

¹⁷ AMAYA GORDILLO, Angélica. Evaluación técnico - financiera de la tecnología de geonavegación con herramientas de resistividad acimutal utilizada en los campos Quifa y Rubiales. Fundación universidad de América. Facultad de ingenierías. Bogotá D.C.p 79

¹⁸ *Ibíd.*p.80.

la mayoría de las señales que se registran, los ejemplos más comunes de este tipo de mediciones son density (ADN) y resistividad laterolog (RAB).

Figura 2: Herramientas acimutales



Este tipo de herramientas pueden captar imágenes del pozo en diferentes sectores a lo largo de los 360 grados del pozo. Estas imágenes se transmiten a superficie y allí son analizadas para optimizar la toma de decisiones respecto a la colocación del pozo.¹⁹

Fuente: SCHLUMBERGER. Moving in the right direction. Number 2. 2001. P.48

Mediciones no acimutales: En este tipo de mediciones, no hay diferenciación de los sectores acimutales, luego entonces todas las mediciones se adquieren simultáneamente de forma general para toda la circunferencia del pozo. Las mediciones no acimutales, también llamadas mediciones acimutales simétricas se caracterizan por que miden la misma magnitud del parámetro de interés en todas las direcciones, alrededor de la herramienta. Las mediciones de este tipo más conocidas son resistividad inducción y Neutrón.²⁰

2.4. TERMINOLOGÍA BÁSICA DE GEONAVEGACIÓN.

Para describir la posición en un espacio tridimensional de un pozo se requieren tres coordenadas básicas. Las más comunes en el campo petrolero son:

Profundidad vertical verdadera (TVD). Es la profundidad vertical del pozo independientemente de su trayectoria. En el caso de un pozo totalmente

¹⁹ GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 20

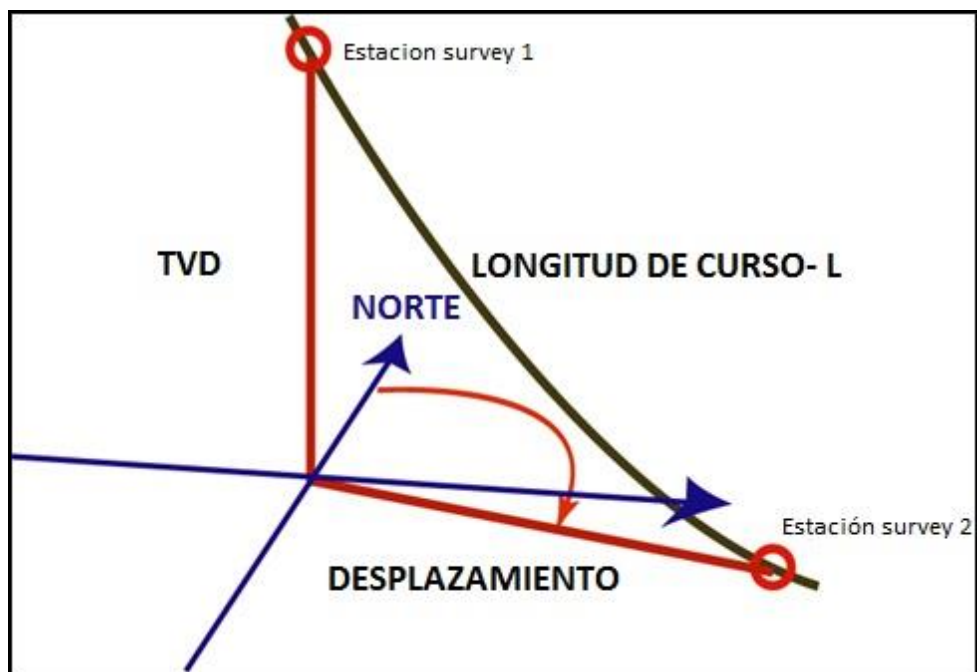
²⁰ Ibíd.p.136.

vertical, la profundidad medida (MD) es la misma que la profundidad vertical verdadera.

Desplazamiento. Es la distancia más corta desde la locación en superficie del pozo hasta la proyección del fondo del pozo (u otro punto del pozo) en la superficie de la tierra.

Acimut. El ángulo entre la línea de desplazamiento y el norte verdadero o el norte magnético medido en un plano horizontal. Por lo general es medido en sentido horario.

Figura 3: TVD, Desplazamiento, acimut



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 7

3. MÉTODOS PARA DESVIAR UN POZO.

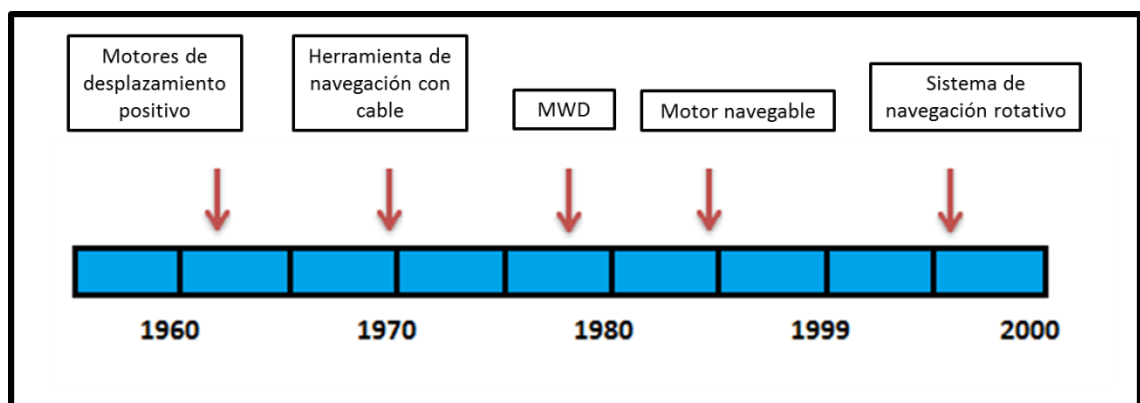
Desde que se usa la perforación direccional controlada, se han desarrollado numerosas técnicas para direccionar el pozo. Entre los más conocidos y usados se encuentran: Jetting, Whipstoks (cucharas), y el sistema rotativo direccional (RSS). Los dos métodos más comunes usados hoy en día en la industria son los motores navegables y los sistemas rotativos direccionales (RSS).

3.1. MOTORES DE FONDO.

Los motores de fondo (incluyendo a los motores de desplazamiento positivo y turbodrills) son los métodos más usados para direccionar pozos. Los turbodrills se han usado desde los finales de 1800, con éxito limitado. El mayor problema con los turbodrills es la elevada velocidad de rotación que presentan (500 a 1200 rpm's). Las tasas de perforación mejoran notablemente, sin embargo la vida de la broca se reduce drásticamente.

Los motores de desplazamiento positivo fueron introducidos a mediados de 1960. Figura 4 ilustra gráficamente algunos de los avances más recientes en perforación direccional.

Figura 4: Avances recientes en la perforación direccional

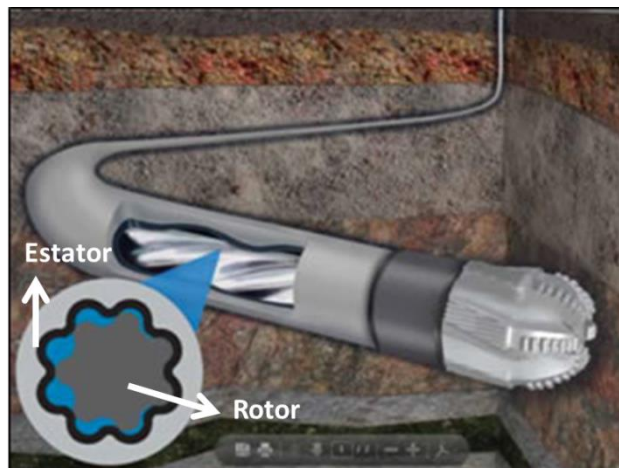


Fuente: CARDEN, Richard. Direccional horizontal drilling manual. Oklahoma, 2007. p. 7.18.

Los motores de desplazamiento positivo usan el principio de la bomba de Moineau (tornillo sin fin). Se usa tanto en pozos horizontales como en pozos

verticales. El diseño básico de un motor de desplazamiento positivo se muestra en la Figura 5. El estator es un elemento plástico, helicoidal y espiralado mientras que el rotor es un eje de acero en forma de espiral recubierto por cromo. El estator y el rotor tiene un perfil helicoidal parecido pero la diferencia es que el estator siempre tiene una espiral más que el rotor. Cuando la bomba es encendida, el fluido es forzado a pasar dentro de las cavidades del rotor y el estator, esto genera rotación en la parte móvil (rotor) a medida que el fluido entra al motor; Las RPM dependerán del tipo del motor. La tasa de rotación está determinada por la tasa de flujo que entra por el motor y el número de lóbulos del rotor comparados con el número cavidades del estator.

Figura 5: Sección transversal Motor de desplazamiento

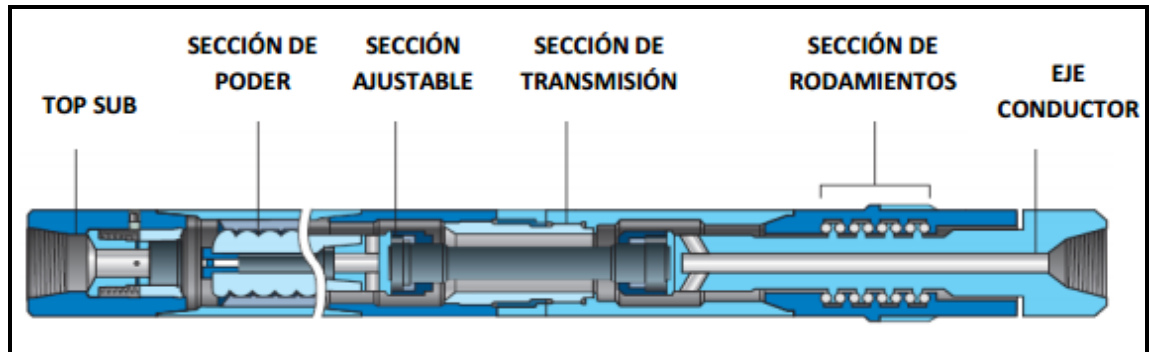


Fuente: LTC laser techniques, Laserbased NDT and QC systems. Progressive Cavity Pump

A gran escala las partes de un motor de desplazamiento positivo son: Válvula de descarga, sección de potencia, sección ajustable, sección de transmisión, sección giratoria, sección de rodamientos.²¹

²¹ NARANJO, Isaías. Análisis de las propiedades mecánicas de los elastómeros de los motores de fondo durante las operaciones de perforación en la sección 12 ¼" y en los períodos de almacenamiento. Quitó, 2012, p.51. Universidad central del ecuador. Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental

Figura 6: Componentes de un motor de fondo



Fuente: NARANJO, Isaías. op.cit, p.51

3.2. MOTORES NAVIGABLES.

Un motor navegable está definido como: una configuración de herramientas en fondo del pozo, a las cuales se les puede cambiar su comportamiento direccional por el ajuste de parámetros en superficie, para el control de la perforación, incluyendo velocidad de rotación y peso sobre la broca. La habilidad para modificar el comportamiento de esta manera, le permite al BHA ser dirigido hacia la dirección que se desee sin que tenga que ser removido del pozo. En cierta medida se dice que una configuración de este tipo es direccionable si la tendencia a levantar o tumbar ángulo es sensible al peso.²²

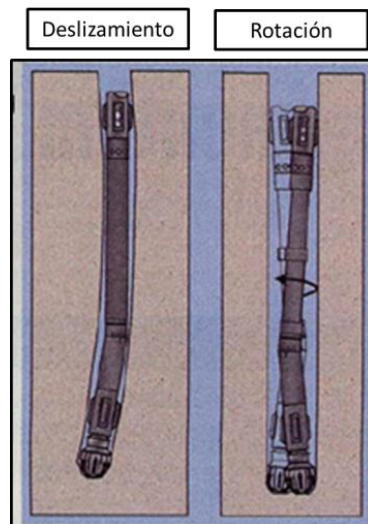
Los motores navegables de hoy son una combinación entre un motor de fondo y un sistema de perforación rotaria. Se puede rotar la herramienta para perforar como un sistema de perforación rotario u orientarla para perforar como un motor.

Los sistemas navegables operan de dos formas, deslizándose y rotando. La figura 7 muestra los dos modos. En el modo de deslizamiento, actúa como un motor normal, está orientado en la dirección deseada mediante el toolface, entonces la perforación del pozo avanza sin necesidad de que la sarta de perforación rote. El cambio en la inclinación y/o en la dirección del pozo se profundiza por la inclinación de la broca, que a su vez es causada por el bent housing, o por los esfuerzos laterales que producen los estabilizadores excéntricos.

²² CARDEN, op.cit, p.7-25

En el modo de perforación con rotación, el BHA es rotado mientras que se perfora, la inclinación de la broca o los mismos esfuerzos asociados con el BHA son anulados por acción de la rotación de la sarta. La ubicación de los estabilizadores se diseña para minimizar la tendencia de desviación; por este motivo se configuran los estabilizadores para mantener el ángulo y la inclinación del pozo constantes. Por lo general el modo de rotación genera que el diámetro del hueco sea mayor al diámetro de la broca que se usó para perforar (overgauge).

Figura 7: Deslizamiento y rotación



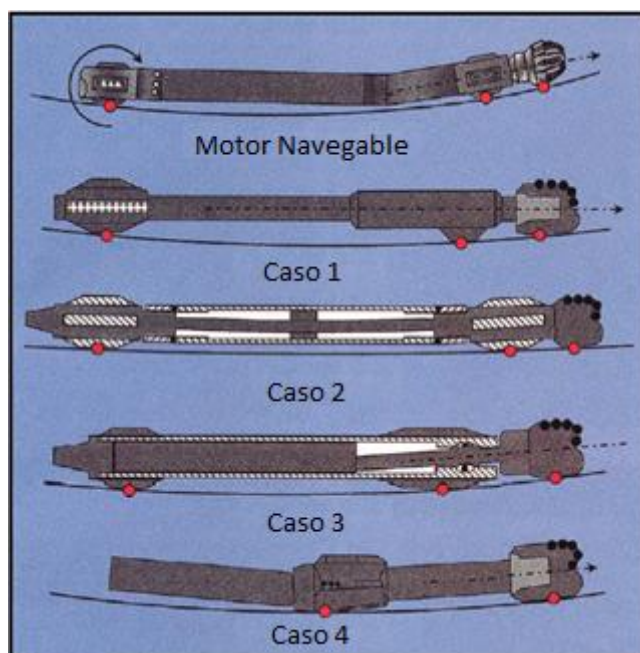
Fuente: CARDEN, Richard. Direccional horizontal drilling manual. Oklahoma, 2007. p. 7.25.

3.3. SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL.

Este sistema es quizás el método más moderno, pues permite alcanzar una trayectoria del pozo mediante el control de la inclinación y el acimut. Estos sistemas permiten una navegación óptima de la broca mientras que la tubería de perforación está rotando. El resultado de esta mejora es que el pozo puede ser ubicado con mayor exactitud que con otras tecnologías.

En el sistema Rotativo Direccional, la trayectoria será determinada por una geometría de tres puntos. La condición ideal es alinear los ejes de la broca con el arco del pozo descrito por los tres puntos de control.

Figura 8: Mecanismos de control de la trayectoria



Fuente: CARDEN, Richard. Direccional horizontal drilling manual. Oklahoma, 2007. p. 7.32.

En la Figura 8 se muestran distintas configuraciones, el caso 1 será considerado como el método de “push the bit” presionar la broca ya que los cojinetes de los estabilizadores empujan la broca, mientras que los casos 2, 3 y 4 serán denominados “point the bit” punto sobre la broca, pues la inclinación de la broca apunta a una dirección específica.

3.3.1. Push the bit. Este sistema apoya el BHA sobre la formación usando unos cojinetes o “pads” sobre una unidad guía, para presionar y aplicar una fuerza a la pared del pozo en dirección contraria a la dirección de navegación deseada.

Durante la rotación del sistema los cojinetes deben ser activados en secuencia para asegurar que haya una navegación consistente en la dirección deseada. Las unidades de control incluyen sistemas electrónicos para el control del toolface (cara de la herramienta) y el porcentaje del tiempo consumido en la navegación. El sistema opera disponiendo una parte del flujo de lodo para activar los cojinetes.

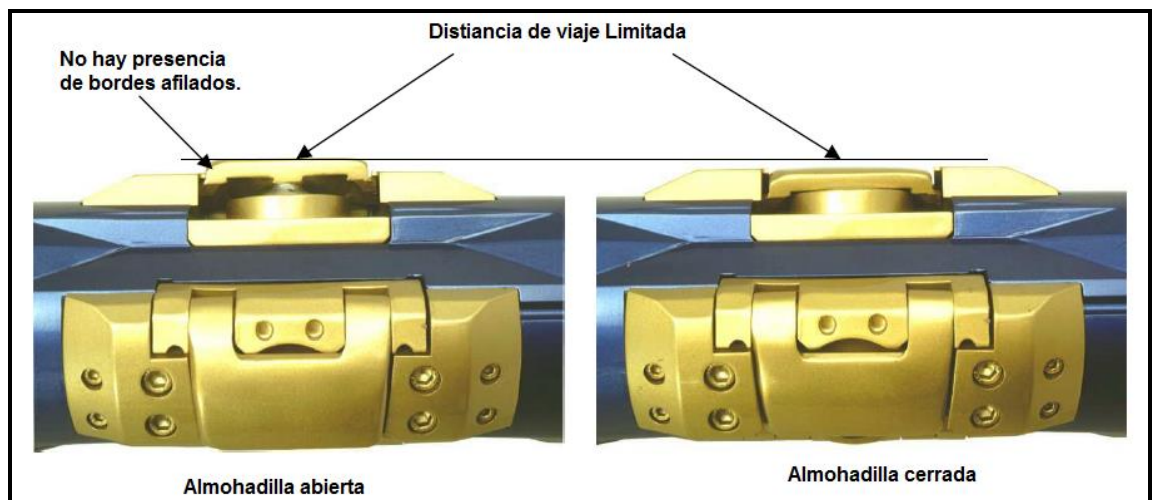
Figura 9: sistema push-the-bit



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 86

Los cojinetes abren en fracción de pulgada como se muestra en la figura 10 siempre y cuando el diámetro del eje guía sea tan solo un poco más pequeño que el diámetro del pozo. La broca de perforación que debe contar con elementos cortantes en los laterales del pozo, cortara preferencialmente la roca que está del lado opuesto de la zona donde los cojinetes fueron activados, esto claramente resultara en un cambio de trayectoria del pozo.

Figura 10: Salida y entrada de los cojinetes (pads)

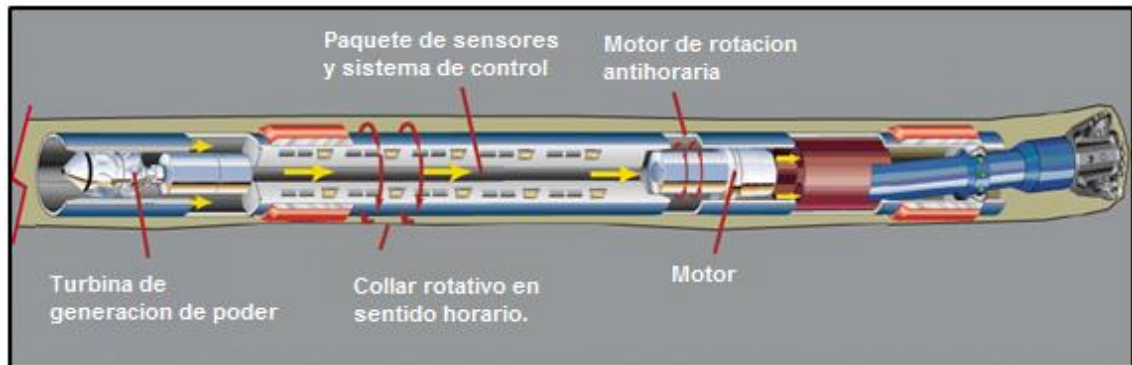


Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 87

La navegación es controlada optimizando el tiempo que la herramienta debe navegar en una dirección específica (toolface) y el tiempo restante debe manejarse en modo neutro. El perforador necesita tomar en cuenta el tipo de configuración del BHA cuando quiera establecer una conexión con la herramienta mediante el lodo, para cambiar la dirección del pozo (downlinking). Un downlinking se lleva a cabo ajustando las bombas de lodo en superficie para

entregar una secuencia de lodo con cambios en la tasa de flujo. La herramienta detecta estos cambios con una turbina de fondo.²³

Figura 11: Dispositivo del sistema point -the-bit



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 89

La señal enviada a la herramienta es la manera más correcta de optimizar la operación. La interacción de todo el BHA con la formación definirá la trayectoria que este seguirá. Muchas herramientas direccionales rotativas han estado implementando una nueva característica para mantener el ángulo constante.

En este modo de operación el perforador envía la señal deseada para direccionar el pozo, y la herramienta automáticamente ajusta el toolface y la distribución del tiempo para mantener la inclinación requerida. Esto puede entregar trayectorias totalmente rectas y se aplican particularmente para la ubicación de pozos direccionales que requieren mediciones profundas como por ejemplo pozos que puedan ser perforados paralelamente a un límite que fue detectado a distancia.

Como ya se estudió, en el sistema Push the bit, el cambio de trayectoria dependerá de los cojinetes. Este tipo de sistemas se ve afectado por los esfuerzos mecánicos que sufre el BHA por la formación, el kicking off de un pozo vertical podría generar problemas debido a que los cojinetes no

²³ GRIGGITHS,op.cit,p.88

establecen un contacto adecuado con la pared del pozo, el cual debería ocurrir en un kick off point²⁴.

3.3.2. Point the bit. Este sistema entrega todos los beneficios que entrega un sistema push the bit en formaciones que tiene sensibilidad reducida, este sistema resulta ser un método más consistente de geonavegar un pozo, y generalmente con mayor capacidad para generar Doglegs. El sistema está basado en una junta universal que transmite torque y peso a la broca, pero también permite que el eje de la broca sea correlacionado con el eje de la herramienta. El eje de la broca es mantenido ajustado por un mandril que se encuentra orientado de forma geoestacionaria mediante un motor eléctrico rotativo. A diferencia del sistema push the bit que tiene un válvula geoestacionaria de control para distribuir el flujo de lodo hacia los cojinetes.²⁵

Al igual que con el sistema push the bit, el perforador direccional controla los DLS enviando señales de lodo, que varían su caudal, con el fin de cambiar la proporción de tiempo rotando y el tiempo de operación neutra.

3.4. BENEFICIOS DEL SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL (RSS).

Es necesario saber que este sistema puede navegar el pozo mientras que se está perforando. Comparado con otros motores y métodos las ventajas son:

- Control de la desviación mucho más estable (navegación continua en vez de periodos alternados de rotación y deslizamiento).
- Pozo in-gauge (no se requiere de bent housing²⁶ para rotar, evitando que se generen derrumbes en las paredes del pozo).
- Mejor limpieza del pozo (los cortes son agitados en el lodo durante la perforación).
- Alcance extendido de los pozos (se reduce el arrastre mientras que se está rotando).

²⁴ kick off point: profundidad en la cual en un pozo vertical se inicia el pozo desviado o inclinado

²⁵ GRIGGITHS, op.cit, p.89

²⁶ Bent Housing: Es una sección ajustable que forma parte de un motor de desplazamiento positivo, para facilitar la desviación.

- Mejora en general de la tasa de perforación (Elimina el tiempo que se gasta en la orientación).
- La rotación continua del BHA asegura que los datos acimutales de la formación sean adquiridos en la longitud entera del pozo, lo cual es particularmente muy ventajoso para la ubicación correcta del pozo.

4. MIDIENDO MIENTRAS QUE SE PERFORA (MWD).

Medir mientras se perfora es evaluar las propiedades físicas, que por lo general incluyen presión, temperatura, y trayectoria del pozo en un espacio tridimensional, mientras que se avanza en la perforación del pozo. Las herramientas MWD son tecnología modernas, que se han ido adoptando en la gran mayoría de los pozos direccionales y aunque son costosas, la inversión se compensa ahorrando tiempo de taladro en las operaciones de registros de pozo y con las mejoras de estabilidad de pozo. Las mediciones son hechas en el fondo del pozo, se transmiten a la superficie mientras que el pozo está siendo perforado, aunque algunas aplicaciones usan una memoria que se ubica en el fondo del pozo, y es recuperada cuando la herramienta regresa a la superficie.

En términos generales, las herramientas MWD tienen 4 ventajas notables:

- Control direccional de surveys en tiempo real (inclinación, acimut, toolface)
- Generación de energía en tiempo real
- Transmisión de datos usando pulsos de lodo como datos, Sistema de telemetría en tiempo real.
- Mediciones relacionadas con la perforación en tiempo real – el peso sobre la broca, torque sobre la broca, presión de lodo.

4.1. ORIENTACIÓN DEL BHA, TOOLFACE.

Cuando se perfora direccionalmente, la orientación del sistema de perforación define la dirección en la cual el pozo se desviara. El Toolface es el ángulo entre una referencia, ya sea gravedad en un pozo deseado o el norte en un pozo vertical, y la dirección en la cual el BHA tiende a desviar el pozo. En el caso de la perforación de un pozo desviado, que cuenta con un bent housing ajustable desde la superficie y este se ubica justo encima del motor de desplazamiento positivo, el toolface se define como el ángulo entre el bent housing y el lado más elevado del pozo. La medida del toolface se trasmite a la superficie en

tiempo real, para que el perforador direccional pueda asegurar que la configuración del pozo en fondo está orientada correctamente para dar la dirección deseada al pozo.²⁷

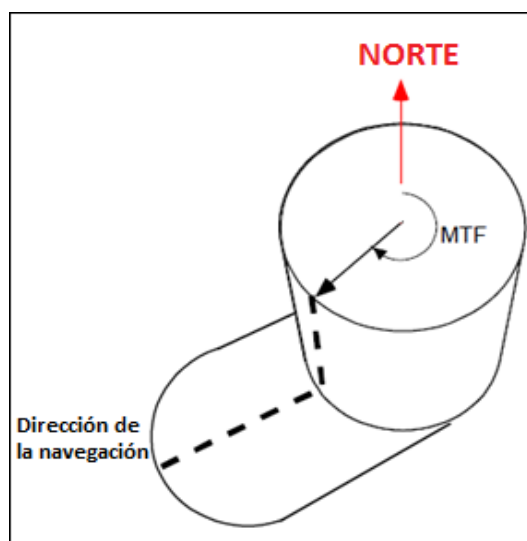
Una vez se ha perforado el pozo, la posición de este queda definida por la inclinación y el acimut que fue medido por el toolface.

4.2. TOOLFACE MAGNÉTICO.

El toolface magnético (MTF) es usado en pozos verticales y pozos casi verticales, que tengan menos de tres grados de inclinación, con el fin de establecer el acimut relativo al norte en el cual el pozo se desviara en el proceso de perforación.

El toolface magnético se establece midiendo el ángulo en dirección de las manecillas del reloj desde el norte, entonces si el MTF es igual a cero indica que el pozo está siendo perforado hacia el norte mientras que si el MTF es igual a 90 grados, indica que el pozo está siendo perforado hacia el este. En el ejemplo de la figura 12 el MTF indica que el pozo se está perforando hacia el suroeste.²⁸

Figura 12: Toolface Magnético



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 96

²⁷ GRIGGITHS, op.cit, p.40

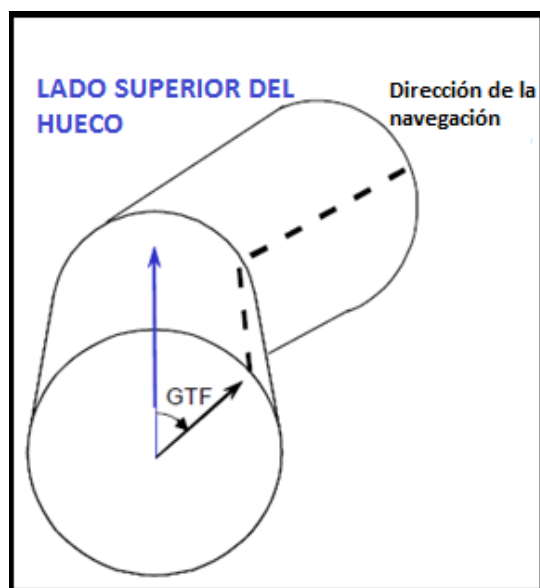
²⁸ Ibíd. p.95.

4.3. TOOLFACE DE GRAVEDAD.

Una vez el pozo haya sido aterrizado en el acimut esperado usando toolface magnético, la referencia del toolface debería cambiarse, siendo esta nueva referencia el lado más alto del pozo o el tope del pozo. Esto se debe a que en un pozo desviado es posible incrementar y disminuir la inclinación y también girar a la derecha y a la izquierda, lo cual no es fácil de referenciar hacia el norte.

El gravity toolface (GTF) se usa en pozos desviados y horizontales para definir la dirección en la cual el pozo se desviara, dicho ángulo se lee respecto al punto más alto del pozo. Los acelerómetros en la herramienta de registro se usan para definir el tope del pozo y el gravity toolface es medido en dirección de las agujas del reloj desde el tope del pozo mirando el pozo en dirección de la perforación. Por este motivo, si el gravity toolface es igual a cero indica que el pozo está incrementando la inclinación, mientras que el toolface es de 90 grados indicara que el pozo está siendo perforado hacia la derecha. En el ejemplo que se muestra en la figura 13 el gravity toolface indica que el pozo estará levantando ángulo y girando hacia la derecha al mismo tiempo.²⁹

Figura 13: Toolface de gravedad



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 96

²⁹ GRIGGITHS, op.cit, p.96

4.4. RECONOCIMIENTO DE POZO (WELLBORE SURVEYING).

Este proceso describe la posición exacta del pozo en un espacio tridimensional mediante el uso de puntos discretos a lo largo de todo el pozo, si se cuentan con los datos adecuados a partir de la herramientas MWD se puede estimar la longitud y la posición de cada nodo.

Hay tres mediciones fundamentales que definen el survey para un punto:

- La profundidad medida a la cual el survey es tomado.
- La inclinación del pozo medida respecto a un punto de referencia conocido.
- El acimut del pozo respecto al norte.

4.4.1. Profundidad medida (MD). La profundidad medida de un punto en un pozo está definida por el perforador direccional es la longitud acumulada de la tubería de perforación que ha sido introducida en el pozo, para que la broca llegue a la posición a la que se encuentra en ese punto.³⁰

4.4.2. Inclinación. La inclinación es el ángulo entre una línea vertical y el patrón del pozo para un punto figura 14. La referencia vertical es el campo electromagnético de la tierra que apunta hacia el centro de ella misma. Una inclinación igual a cero indica que se está perforando un pozo vertical. Una inclinación igual a 90 indica un pozo horizontal. La inclinación se mide usando un acelerómetro triaxial en la herramienta MWD³¹.

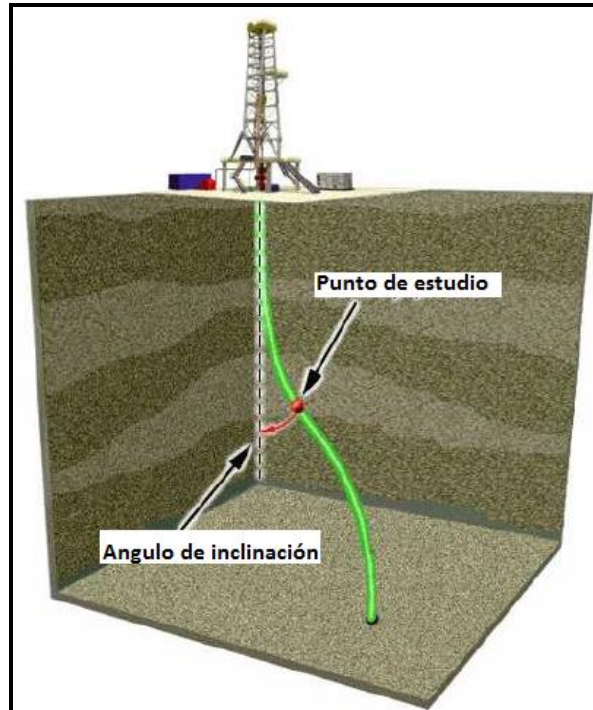
4.4.1. Acimut. El acimut es el ángulo entre el norte de referencia y la proyección horizontal de la posición del punto actual. Para determinar el acimut del pozo en un punto de estudio, la herramienta MWD debe medir el campo magnético de la tierra, lo cual permite que se pueda determinar la dirección del norte de referencia. Un acimut de cero indicara que el pozo está siendo perforado en la misma dirección del norte de referencia. Un acimut de 90

³⁰ GRIGGITHS, op.cit,p.97

³¹ GRIGGITHS, Ibíd.p.98.

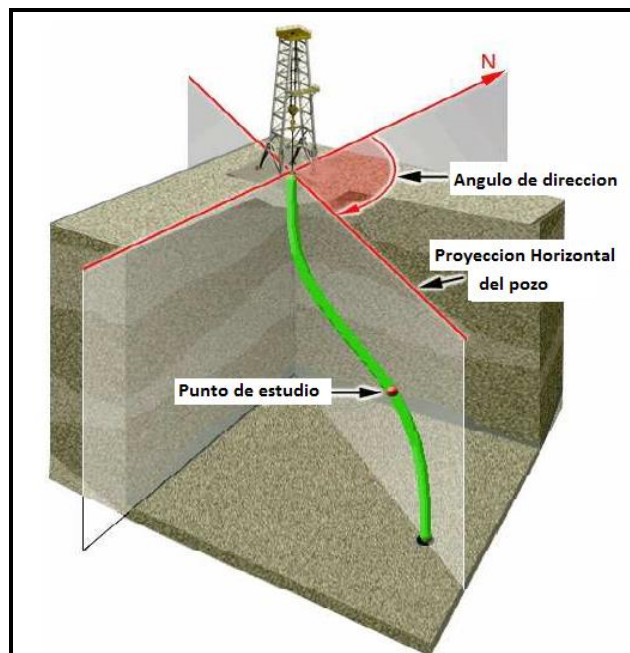
grados indica que el pozo se perfora al este tomando como dirección de referencia el norte.³²

Figura 14: Inclinación



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 98

Figura 15: Acimut



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 100

³² GRIGGITHS, op.cit, p.100

4.4.2. Cálculos de la trayectoria del pozo. Para describir la trayectoria del pozo, se deben determinar las coordenadas x, y y z para una profundidad medida, el acimut, y la inclinación para los distintos surveys a lo largo de dicha trayectoria. Las coordenadas x y y representan la posición del pozo en las direcciones oeste-este y norte-sur respectivamente, mientras que z determina la posición vertical. Hay muchos métodos de cálculo disponibles, el más exacto y más usado es el método de la curvatura mínima. El método de la curvatura mínima usa los ángulos medidos de dos surveys consecutivos para describir una curva suave y circular que representara la trayectoria del pozo.

4.4.3. Reporte de los surveys. En un survey la primera página incluye todos los datos requeridos para identificar un pozo, el intervalo de estudio, los métodos de cálculo de la trayectoria, las variaciones de elevación y las referencias gravitacionales como las magnéticas que fueron utilizadas. Cabe resaltar que las magnitudes del campo gravitatorio y del campo magnético son especificadas en mGal³³ y HCNT³⁴ respectivamente.

Figura 16: Ejemplo de survey, página 1.

```

Survey report      3-Jul-2006 22:32:17      Page 1 of 3

Client.....:
Field.....:

Well.....:
Max BHT.....:243 deg F
Engineer.....:
Rig.....:

Spud date:.....:06-Jun-06
Last Survey date.....:03-Jul-06
Total accepted surveys.....:31
MD of first survey.....:13255.00 ft
MD of last survey.....:16224.00 ft

----- Survey calculation methods -----
Method for positions.....: Minimun curvature
Method for DLS.....: Mason & Taylor

----- Depth reference -----
Permanent datum.....: Mean Sea Level
Depth reference.....: Driller's Depth
GL above permanent.....: 9.00 ft
KB above permanent.....: Top Drive
DF above permanent.....: 44.00 ft

----- Vertical section origin-----
Latitude (+N/S-).....: 0.00 ft
Departure (+E/W-).....: 0.00 ft

----- Platform reference point -----
Latitude (+N/S-).....: n/n
Departure (+E/W-).....: n/n

Azimuth from Vsect Origin to target: 50.43 degrees

----- Geomagnetic data -----
Magnetic model.....: BGGM version
Magnetic date.....: 25-Jun-2006
Magnetic field strength.....: 859.80 HCBT
Magnetic dec.....: 1.47 degrees
Magnetic dip.....:37.02 degrees

----- MWD survey Reference Criteria -----
Reference G.....: 998.88 mGal
Reference H.....: 859.80 HCNT
Reference Dip.....: 37.02 degrees
Tolerance of G.....: (+/-) 2.50 mGal
Tolerance of E.....: (+/-) 6.00 HCNT
Tolerance of dip.....: (+/-) 0.45 degrees

```

Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 100

³³ MGal: milésima parte de la aceleración de la gravedad nominal.

³⁴ HCNT: milésima del campo magnético de la tierra nominal.

En la siguiente página del survey, se puede encontrar información como por ejemplo el número del survey, la profundidad medida, la inclinación, acimut, longitud entre cada survey, TVD, desplazamiento respecto al N/S, desplazamiento respecto E/O, Desplazamiento total, DLS entre otros.

Figura 17: Ejemplo de survey, pagina 2.

Survey Report 3-Jul-2006 22:32:17 Page 2 of 3

Seq #	Measured depth (ft)	Incl angle (deg)	Azimuth angle (deg)	Course length (ft)	TVD depth (ft)	Vertical section (ft)	Displ +N/S- (ft)	Displ +E/W- (ft)	Total displ (ft)	At Azim (deg)	DLS (deg/100ft)	Srvy tool type	Tool Corr (deg)
1	13255.00	60.56	35.93	0.00	8831.34	8321.71	4809.37	6821.12	8346.12	54.81	0.00	TIP	None
2	13471.00	59.87	31.09	216.00	8938.68	8500.98	4965.53	6924.59	8520.98	54.36	1.97	MWD	None
3	13567.00	60.01	31.20	96.00	8938.68	8986.77	5036.70	6967.57	8597.40	54.14	0.18	MWD	None
4	13660.00	60.32	31.45	93.00	9033.04	8655.64	5105.62	7009.51	8671.82	53.93	0.41	MWD	None
5	13754.00	60.60	31.63	94.00	9079.38	8733.02	5175.32	7052.29	8747.50	53.73	0.34	MWD	None
6	13847.00	61.12	31.08	93.00	9124.67	8809.79	5344.68	7094.55	8822.66	53.53	0.76	MWD	None
7	13943.00	61.65	31.32	95.00	9170.17	8888.53	5316.79	7137.75	8899.86	53.32	0.60	MWD	None
8	14037.00	62.51	31.40	95.00	9214.65	8967.86	5387.70	7181.44	8977.77	53.12	0.91	MWD	None
9	14129.00	62.39	31.89	92.00	9257.30	9045.08	5457.14	7224.23	9053.72	52.93	0.49	MWD	None
10	14223.00	61.44	32.34	94.00	9301.46	9123.81	5527.38	7268.32	9131.29	52.75	1.10	MWD	None

Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 100

4.5. TELEMETRÍA EN TIEMPO REAL.

Las técnicas de telemetría consisten en enviar pulsos de lodo en tiempo real que en superficie se decodifican y entregan información de la operación. Fueron desarrollados para mejorar la eficiencia de la identificación de la trayectoria del pozo mientras que se perforaba, lo cual se hacía anteriormente con actividades sumamente demoradas, como por ejemplo corriendo y sacando herramientas de medición de forma mecánica. La introducción de la tecnología de mecanismos electrónicos para identificar la posición del pozo combinada con las técnicas para transmitir esta información en tiempo real a la superficie, reducen significativamente el tiempo de surveying para un pozo.

Hay muchos métodos para transmitir datos desde las herramientas de fondo de pozo hasta la superficie, entre las más usadas están:

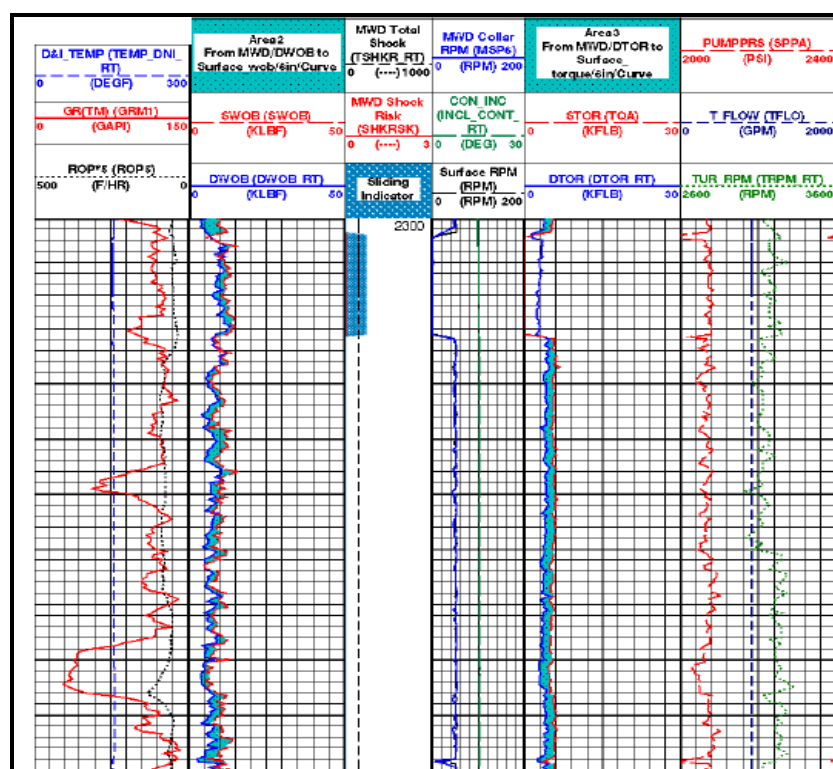
- Telemetría de propagación electromagnética.
- Telemetría usando Drillpipe conectado.
- Telemetría por pulsos de lodo.

4.6. MEDICIONES RELACIONADAS CON LA PERFORACIÓN.

Hay muchos tipos de mediciones que llegan a superficie mientras que se lleva a cabo la perforación con el fin de ayudar y orientar al ingeniero de perforación en el entendimiento de todos los procesos que se están dando en el fondo del pozo. Algunas de ellos son:

- Profundidad (longitud de drillpipe corrido dentro del pozo)
- ROP (que tanto se perfora por unidad de tiempo)
- Caudal de lodo entrando y saliendo del hueco (si hay diferencia indica que hay pérdidas en la formación).
- Torque aplicado en la superficie al drillpipe.
- Peso en superficie sobre el bloque viajero, el cual soporta toda la tubería de perforación.
- Stand Pipe Pressure (la presión con la que el lodo ingresa a la tubería de perforación en superficie)
- RPM del drill pipe en superficie.

Figura 18: Registro de mediciones en fondo



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 121

5. REGISTRANDO MIENTRAS QUE SE PERFORA (LWD).

Las herramientas básicas que conforman la tecnología de registro LWD son: rayos gamma, resistividad, neutrón, densidad y sónica.

5.1. HERRAMIENTAS GAMMA RAY.

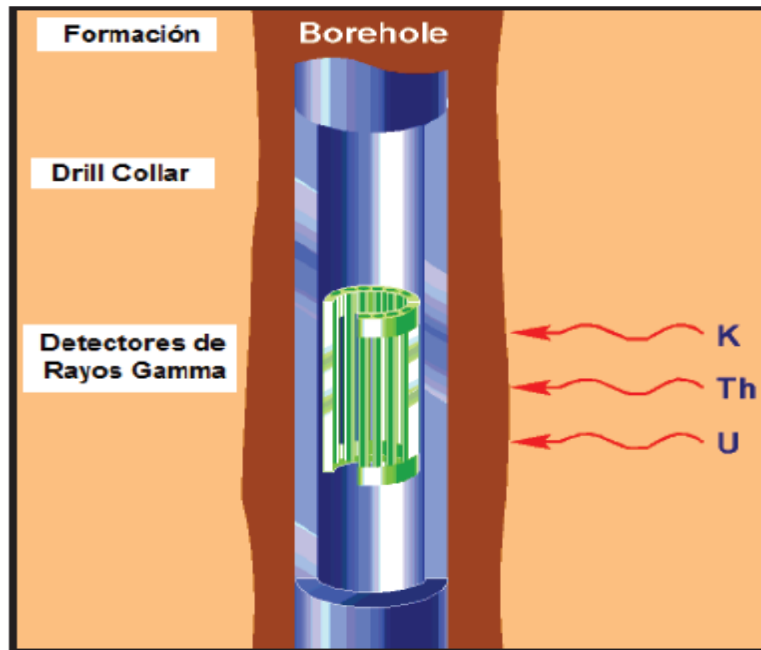
Los sensores gamma ray se caracterizan porque responden a los contenidos de lutitas y arcillas en formación de tipo sedimentarias, pues este tipo de rocas tiene un gran contenido de elementos radioactivos como por ejemplo el torio, el uranio y el potasio. Por lo anterior también se pueden identificar formaciones limpias tales como arenas, calizas y domos salinos, pues en este tipo de formaciones se esperan respuestas de la herramienta gamma ray muy bajas.³⁵

Este tipo de sensores son útiles pues permite establecer puntos de referencia al momento de viajar tubería al pozo, en el posicionamiento de herramientas cuando el pozo esta sin revestimiento bien sea para una operación de corazonamiento de núcleos, o para poner a profundidad una herramienta de cañoneo correctamente. Además permite la correlación de formaciones lutíticas con los registros de porosidad.

En la industria este tipo de sensores se pueden encontrar en distintas presentaciones dependiendo de la compañía de servicios que suministre el servicio por ejemplo Halliburton: GABI™ Sensor - Gamma/At-Bit Inclination; Schlumberger tiene un paquete de herramientas que incluye este tipo de sensores, llamado: iPZIG At-Bit; SpectralWave™ Spectral Azimuthal Gamma Ray Sensor.

³⁵ ASQUITH G., KRYGOWSKY. D.: Basic well logs analysis. Second edition. The American Association of petroleum geologist. Tulsa, Oklahoma. 2004. P. 31

Figura 19: Sensor Gamma ray.



Fuente: CEBALLOS. P. SHEIDY. N.: Análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempo real (LWD) entre herramientas acimutales convencionales para el geoposicionamiento de pozos direccionales de alto ángulo y horizontales Trabajo de grado. 2010. p.24.

5.2. HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD.

Las herramientas de resistividad que se utilizan son básicamente de dos tipos: resistividad por propagación de onda electromagnética y las herramientas de resistividad tipo "Laterolog"³⁶.

5.2.1. Herramientas de resistividad tipo inducción o de onda. Este tipo de herramientas captan la respuesta de la formación a medida que las ondas electromagnéticas se propagan a través de la formación. La propagación de este tipo de ondas es controlada por las siguientes propiedades físicas del medio:

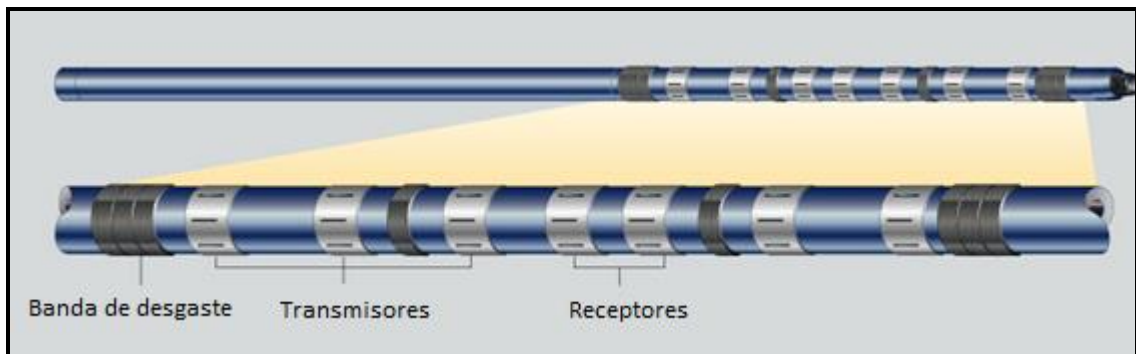
Conductividad eléctrica, es la habilidad del material de conducir la corriente eléctrica. Permitividad dieléctrica, es la habilidad de la materia de almacenar

³⁶ GENEY RONCALLO, Guillermo Alejandro. Aplicaciones de los sistemas de registro lwd en operaciones de perforación de pozos. Trabajo dirigido de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de petróleos. Universidad nacional de Colombia. Facultad de minas. Medellín, 2000. p24.

carga eléctrica. Permeabilidad magnética, es la habilidad del material para magnetizarse. La frecuencia a la cual opera la herramienta es la que determina la profundidad de investigación de la herramienta. Por ejemplo a una frecuencia de 2Mhz se obtendrán profundidades de investigación someras, y medias; por otro lado si la herramienta opera a frecuencias de 1Mhz se obtendrán mediciones profundas.³⁷

En la industria se pueden encontrar este tipo de sensores como por ejemplo Weatherford: MFR™ Sensor; Schlumberger cuenta con este servicio como arcVISION; Halliburton: The EWR®-PHASE 4™

Figura 20: Herramienta arcVISION



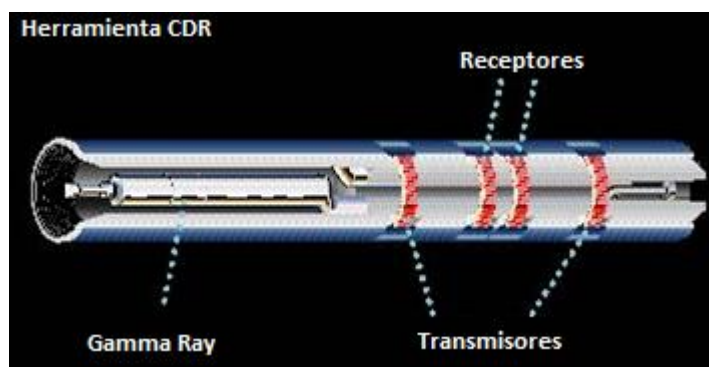
Fuente: INTERNATIONAL OCEAN DISCOVERY PROGRAM: Downhole logging tools.
Logging-While-Drilling arcVISION* Tool.

Las principales ventajas de este tipo de herramientas son:

Las mediciones en radianes y en revoluciones por segundo proveen dos profundidades de investigación distintas y se usan para detectar los perfiles de invasión mientras se perfora. Por ejemplo en una formación con una resistividad de 1 Ohm*m los diámetros de investigación son 30 in para las mediciones en Rps y 50 in para mediciones en Rad.

³⁷ CEBALLOS. P. SHEIDY. N.: Análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempo real (LWD) entre herramientas acimutales convencionales para el geoposicionamiento de pozos direccionales de alto ángulo y horizontales. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de ingeniería en geología y petroleos. Trabajo de grado. 2010. p.18.

Figura 21: Herramienta de resistividad doble compensada.



Fuente: INTERNATIONAL OCEAN DISCOVERY PROGRAM: Downhole logging tools. Logging-While-Drilling—Compensated Dual Resistivity Tool (LWD-CDR*)

Este tipo de mediciones permiten detectar estratos hasta de 6 pulgadas, sin embargo este tipo de mediciones se ven afectadas por las diferencias de resistividad en los bordes de capa y también requiere correcciones en los estratos resistivos delgados. Las Rps tienen mejores respuestas verticales que las Rad. Si se superponen las mediciones Rad y Rps se puede llegar a estimar el espesor de la capa.

Tanto las mediciones en Rps y las mediciones en rads son indiferentes al tamaño del hueco o a la resistividad del lodo. Por lo anterior las correcciones por el estado del pozo son insignificantes. Sin embargo huecos muy rugosos o lodos salados pueden generar errores significativos, por lo cual es recomendable usar para este caso las cartas de corrección.³⁸

5.2.2. Herramienta Tipo Laterolog. Esta herramienta utiliza el principio normal de medida, la corriente emitida por el electrodo emisor es forzada dentro de la formación y retorna a la herramienta a un segundo electrodo llamado electrodo de retorno. La medida de la caída de corriente y voltaje entre los dos electrodos permite el cálculo de la resistividad mediante la ley de Ohm. Una de las herramientas más usadas en la industria se describe a continuación.

³⁸ CLARK, B., ALLEN, D.F., BEST, D.L. et al.: Electromagnetic Propagation Logging While Drilling: Theory and Experiment. SPE-18117-PA. 1990. P. 1

- **Resistividad en la broca (RAB).**

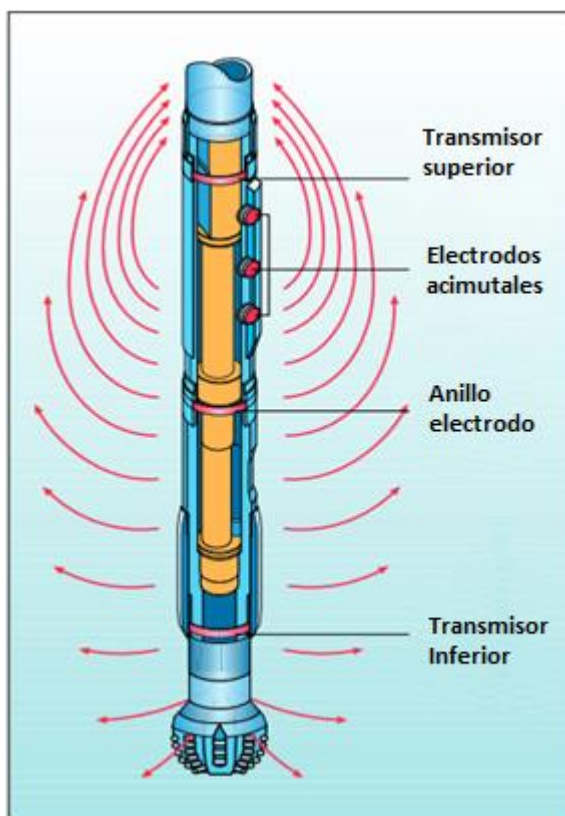
La herramienta RAB (Resistivity at the bit) es un dispositivo que se usa en la tecnología LWD, la cual fue diseñada para medir la resistividad en lodos de perforación salados y en formaciones de alta resistividad como por ejemplo rocas calcáreas. Esta herramienta proporciona mediciones acimutales a distintas profundidades de la formación, someras, medias y profundas para generar imágenes de resistividad. La combinación de estas mediciones se puede utilizar para determinar perfiles de invasión. Incluso determinar la resistividad real de la formación en presencia de filtrado de lodo. Este tipo de mediciones también se puede combinar con otro tipo de respuestas LWD para obtener información de alta calidad en la evaluación de la formación.³⁹

La herramienta RAB es la única de todas las herramientas LWD capaz de adquirir imágenes de toda la pared del pozo. Estas imágenes no solo proveen resistividad cuantitativa sino que también suministran información estructural de la formación.

Esta herramienta utiliza mediciones de tipo laterolog, y se ubica justo antes de la broca o por encima del motor de lodo. Cuenta con cinco mediciones de resistividad, una medición de gamma ray, y mediciones de choques tanto axiales como transversales. A medida que la sarta de perforación rota, toda la pared del pozo se va registrando debido al barrido acimutal que genera la herramienta, y se generan las imágenes. Los datos que se adquieren mediante los escáneres acimutales son almacenados internamente y enviados a superficie mediante telemetría en tiempo real junto con otras mediciones.

³⁹ ROSTHAL. R.A., YOUNG. R.A., LOVELL. J.R., et al.: Formation Evaluation and Geological Interpretation from the Resistivity-at-the-Bit Tool. SPE-30550-MS. 1995. p. 1

Figura 22: Herramienta RAB



Fuente: BONNER. Steve. Et al : Resistivity While Drilling- Images from the string. Oilfield review Schlumberger. 1993. P. 10

La herramienta descrita anteriormente es exclusiva de la compañía Schlumberger, sin embargo otras compañías también cuentan con este tipo de herramientas que aplican el mismo principio físico, un ejemplo de esto es la compañía Halliburton que cuenta con una herramienta muy similar llamada: AFR™ Azimuthal Focused Resistivity Sensor.

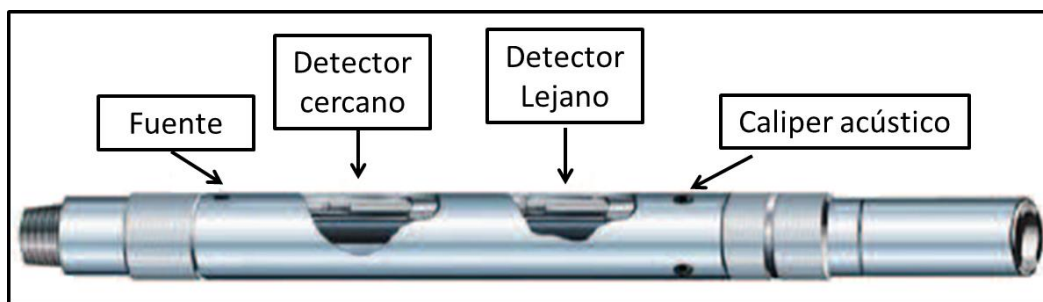
5.3. HERRAMIENTAS NEUTRON.

Todas la herramientas de neutrón porosidad explotan el hecho de que la población de neutrones depende de la concentración de núcleos de hidrogeno en el ambiente. Esto es una medida de la población de neutrones a alguna distancia desde la fuente de neutrón puede relacionarse con la porosidad de la formación llena de agua o petróleo. Una herramienta muy común en la industria se describe a continuación.

- **Sensor Neutrón térmico compensado.**

El sensor cuenta con una fuente radioactiva la cual emite neutrones con una alta cantidad de energía. Por lo general usa una fuente radiactiva mixta de Americio y Berilio, la cual emite neutrones de alta energía que chocan con los núcleos de las partículas de la formación. En cada choque el neutrón pierde algo de energía que depende de la masa relativa del nucleó. La máxima pérdida de energía ocurre cuando choca con un núcleo de su misma masa como el de Hidrogeno.⁴⁰

Figura 23: Sensor Neutrón térmico compensado.



Fuente: CEBALLOS. P. SHEIDY. N.,op.cit,p.21.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es igual al átomo de hidrogeno. Por esta razón el registro mide la concentración de hidrogeno presente en la formación. El sensor utiliza dos detectores localizados a diferentes distancias de la fuente de neutrones, cada detector es un contador proporcional lleno con Helio -3. Las ventajas de este tipo de sensores son: permite obtener medidas de porosidad, permite la detección de gas, evaluar la litología.⁴¹

5.4. HERRAMIENTAS DE DENSIDAD.

Los neutrones emitidos desde la fuente de neutrón porosidad son moderados y capturados por el lodo y la formación en la vecindad de la herramienta.

⁴⁰ CEBALLOS. P. SHEIDY. N.,op.cit,p.35.

⁴¹ CEBALLOS. P. SHEIDY. N.,op.cit,p.36.

El hidrogeno es el mejor moderador de neutrones encontrado en la naturaleza, por tanto, la tasa de conteo del detector refleja principalmente la concentración de hidrogeno en la formación, la cual es proporcional a la porosidad llena de agua o petróleo, y el lodo de perforación. La respuesta de porosidad se establece en términos de la relación de las tasas de conteo del detector de espaciamiento cercano al lejano⁴². Algunas de las herramientas más comunes en la industria se describen a continuación.

- **Litodensidad acimutal (ALD).**

La herramienta acimutal de litodensidad denominada ALD (Azimuthal Litho-Density) constituye un sensor LWD que tiene como finalidad la obtención de datos de densidad de formación, proporciona además medidas de índice fotoeléctrico utilizado en la identificación del tipo de roca. Cuando la herramienta se encuentra rotando estas medidas son separadas en diferentes sectores acimutales, por lo que aquellas correspondientes a diferente orientación de la herramienta pueden ser aisladas y comparadas o combinadas con la finalidad de producir imágenes de las paredes del pozo.⁴³

La herramienta ALD puede ser corrida sola o combinada con cualquier otro tipo de sensor. Los datos obtenidos se encuentran disponibles en tiempo real y son guardados en una memoria para su posterior recuperación cuando la herramienta llega a superficie.

El sensor acimutal de litodensidad (ALD) obtiene valores de factor Pe, densidad y delta Rho, rotando en 16 sectores radiales orientados acimutalmente tomando como referencia el norte magnético. Los valores de densidad acimutal, Pe y delta Rho pueden ser presentados como curvas de registro y como registros de imagen de la formación. Los datos acimutales de tiempo real y memoria pueden ser visualizados como curvas o imágenes de registro de la formación.⁴⁴

⁴² GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.41

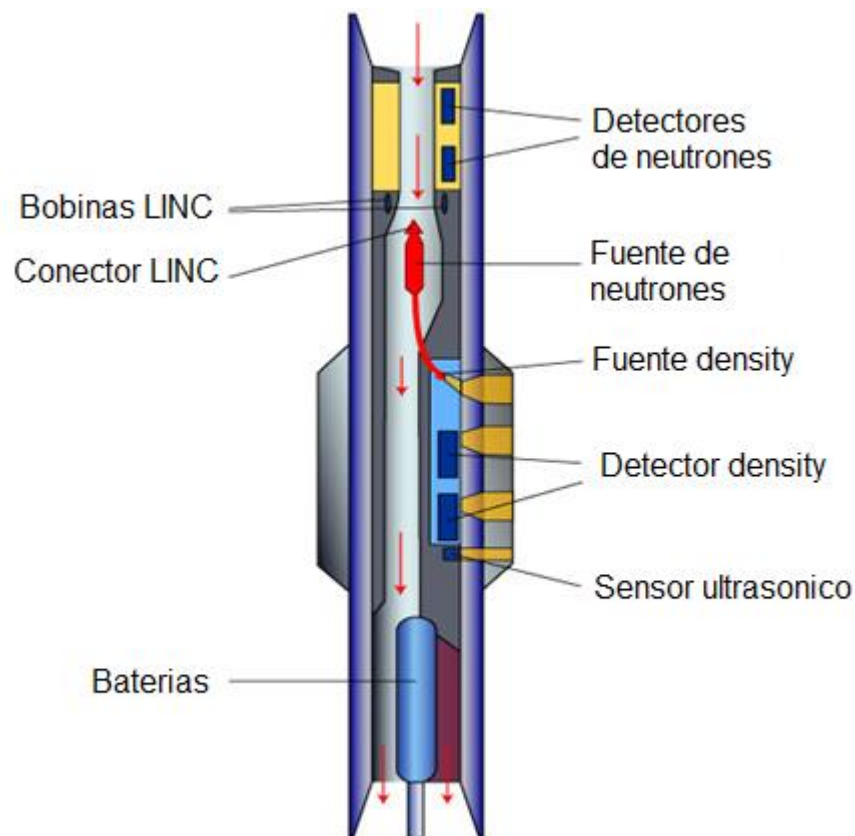
⁴³ CEBALLOS. P. SHEIDY. N.,op.cit,p.39.

⁴⁴ CEBALLOS. P. SHEIDY. N.,op.cit,p.39.

En este tipo de registro, una fuente radioactiva en este caso de Cesio (Cs^{137}) emite rayos gamma de mediana energía hacia la formación, los rayos gamma chocan con electrones en la formación y pierden parte de su energía y continúan viajando, este tipo de interacción se denomina fenómeno Compton. De esta manera los rayos gamma dispersos alcanzan el detector localizado a una distancia fija de la fuente y son contados como un indicador de la densidad de la formación.⁴⁵

La herramienta anteriormente descrita es exclusiva de la compañía de servicios Halliburton, sin embargo la compañía Schlumberger cuenta con una herramienta muy similar conocida con el nombre de adnVISION Azimuthal Density Neutron

Figura 24: Herramienta adnVISION



Fuente: INTERNATIONAL OCEAN DISCOVERY PROGRAM: Downhole logging tools.
Logging-While-Drilling adnVISION* Tool

⁴⁵ CEBALLOS. P. SHEIDY. N., op.cit, p.40.

- **Herramienta de densidad neutrón compensada.**

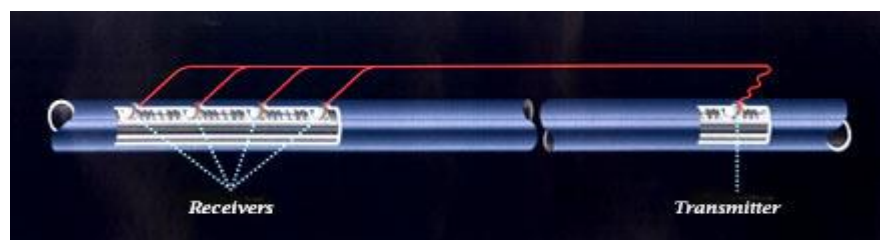
Esta herramienta de densidad se llama CDN por las siglas en inglés "Compensated Density Neutron", la cual hace parte de una configuración en que están presentes las herramientas de densidad y neutrón además mide el efecto fotoeléctrico y densidad total utilizando contadores tipo centelleometro⁴⁶ y tubos fotomultiplicadores, ubicados debajo de un estabilizador a dos distancias desde la fuente de rayos gamma de Ce.

5.5. HERRAMIENTAS SÓNICAS O ACÚSTICAS.

Las herramientas sónicas son útiles en las operaciones de geonavegación, pues permiten estimar la densidad de la formación para establecer la litología, lo anterior se logra conociendo el tiempo de transito de ondas acústicas en la formación.

La respuesta de la formación a las ondas es grabada y retenida en la memoria de fondo de la herramienta, y son estudiadas y analizadas cuando la herramienta se recupera en superficie, sin embargo el tiempo de transito de la onda en la formación es enviado a superficie en tiempo real para determinar propiedades petrofísicas de la formación como por ejemplo la porosidad, evaluar la litología, estimar la presión de poro y recolectar datos de entrada para sismogramas sintéticos.

Figura 25: Herramienta sonicVISION



Fuente: INTERNATIONAL OCEAN DISCOVERY PROGRAM: Downhole logging tools.
Logging-While-Drilling sonicVISION* Tool

⁴⁶ Centellometro: Cristal de Yoduro potásico-sódico que emite destellos de luz (fotones) en presencia de radiación

Estos registros son muy útiles para el perforador y sirven para anticipar zonas de presiones anormales e inclusive, se pueden estimar las propiedades elásticas de la roca usando correlaciones. Lo anterior incrementa la eficiencia de la operación, pues evita pegas diferenciales de la tubería, y permite optimizar el peso sobre la broca y el peso del lodo.

6. MÉTODOS DE GEONAVEGACION DE POZOS.

Existen 3 métodos complementarios usados en Geoposicionamiento de pozos.

Modelar, comparar y actualizar: Este es la técnica convencional, el cual se basa en el modelamiento de la respuesta de los registros, a partir de un modelo geológico y de una trayectoria de pozo, para realizar una comparación entre el registro modelado y el registro adquirido mediante herramientas MWD y LWD. Posteriormente se ajusta el modelo mediante los datos de LWD.

Determinación del buzamiento en tiempo real. Utiliza datos medidos de la formación, por lo general las paredes del pozo y preferiblemente imágenes escaneadas de la circunferencia del pozo en tiempo real. Esto con el fin de calcular el buzamiento de la formación usando las imágenes del pozo. Después se extrapola el buzamiento al resto de la formación, asumiendo que no hay cambios drásticos de este.

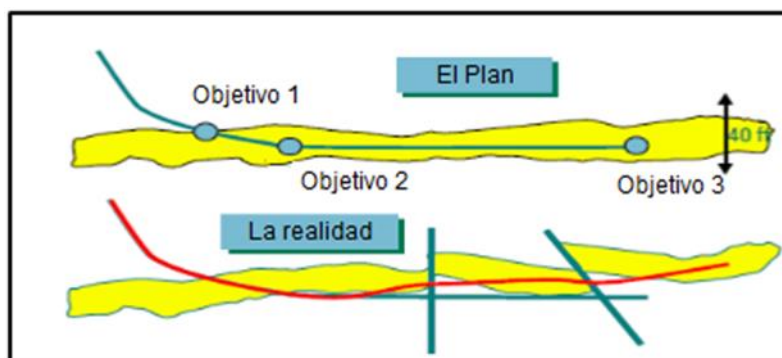
Detección de distancia a las capas. Una de las tecnologías más recientes para la geonavegación es la herramienta PeriScope, la cual permite obtener mediciones electromagnéticas acimutales profundas. Para luego, mediante un proceso de inversión determinar la distancia y la dirección de los cambios en resistividad de las formaciones. Uno de los requisitos para el uso de esta herramienta es tener conocimiento de los patrones de resistividad que se podrían obtener en el yacimiento.

La geonavegación convencional requiere especificar los blancos de perforación, para así diseñar una trayectoria con el fin de alcanzar el objetivo. Los parámetros críticos a tener en cuenta a la hora del diseño son: Evitar interceptar trayectorias de pozos cercanos (anti-coalición), limpieza del pozo, remoción de ripios de perforación, y controlar las presiones de las formaciones (hidráulica); Manejar el torque y la tensión que se aplica a la sarta (torque y arrastre); finalmente la habilidad para navegar el pozo (tendencias del BHA).

Es posible que el objetivo de la perforación cambie, por lo tanto es importante ser flexible en el diseño de la sarta de perforación. Generalmente se selecciona la posición del objetivo de perforación basándose en el modelo estructural, que se deriva de los estudios de sísmica y de la correlación de los registros pozo a pozo. Debido a la baja resolución vertical de la sísmica en superficie y las suposiciones hechas durante la correlación pozo a pozo, las estructuras del subsuelo tienden a ser diferentes a lo indicado por el modelo.

A continuación se muestra un ejemplo donde se seleccionaron 3 objetivos y a los cuales se les diseño una trayectoria que intersectaría cada uno de ellos. Como es habitual, la complejidad de la formación era aun mayor de lo que se esperaba, había discontinuidades y fallas, las cuales si se hubiesen perforado de acuerdo al plan original, habría resultado en una exposición mínima del pozo al yacimiento. Sin embargo usando los métodos de geonavegación se alcanzó mayor contacto con el espesor neto y por ende mayor producción.

Figura 26: Plan del pozo vs la realidad.

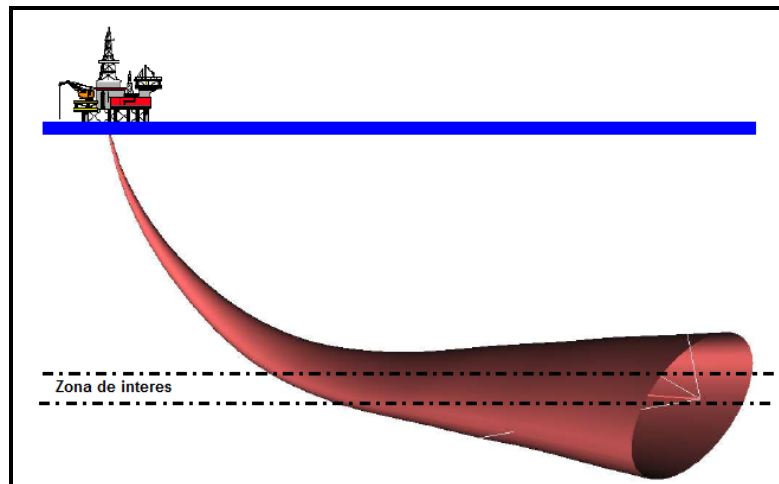


Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 10

El manejo de la incertidumbre de los datos es muy importante. La limitada resolución vertical de la sísmica y las suposiciones tomadas en la correlación pozo a pozo resultan en modelos estructurales con incertidumbre en los topes de las formaciones y cambios laterales en cuanto a buzamiento y espesor. Inclusive las herramientas de MWD y LWD tienen una incertidumbre asociada. Cada punto medido tiene un elipsoide de incertidumbre asociada debido a los errores en las mediciones de los inclinómetros y magnetómetros. Como la posición del pozo se calcula a partir de los surveys, la acumulación de

incertidumbres de cada uno de los surveys resultara en un cono de incertidumbre que se expande a medida que se perfora.

Figura 27: cono de incertidumbre.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 10

6.1. MODELAR, COMPARAR Y ACTUALIZAR.

La técnica modelar, comparar y actualizar requiere un modelo estructural de la formación que se construye a partir de las mediciones en tiempo real de las propiedades de la roca a partir de los registros gamma ray, resistividad, density y neutrón. Estos registros se obtienen con herramientas LWD y los datos son transmitidos a la superficie en tiempo real usando telemetría. Los surveys MWD definen la posición y la trayectoria del pozo en un espacio tridimensional. Teniendo la posición de la herramienta LWD y conociendo las propiedades de las capas de los alrededores, se puede calcular y comparar la respuesta teórica de los registros con la respuesta obtenida por las herramientas LWD. Si hay cierto grado de coherencia, entonces el modelo inferido suministra una representación razonable de la posición del pozo respecto a las capas cercanas. Si por otro lado la comparación de los registros teóricos y medidos difieren entonces el modelo inferido de la formación debe ser ajustado para que los registros teóricos se correlacionen de una manera más adecuada con los registros tomados en fondo de pozo.⁴⁷

⁴⁷ GRIGGITHS, op.cit,p.9

6.1.1. Construcción del modelo de la formación. El modelo de la formación involucra información estructural y las propiedades de cada capa. Lo primero a considerar son los pozos correlación, pues de aquí se obtiene información valiosa de los distintos estratos. La figura 28 muestra como un registro de pozo correlación puede ser extrapolado a un modelo geológico para crear un modelo completo. El color de cada capa es representativo de las propiedades de dicha capa. Para este caso, las propiedades de mayor valor están representadas con colores oscuros. Esto permite que el modelo de la formación sea construido adecuadamente y representado en dos dimensiones mediante un corte transversal.

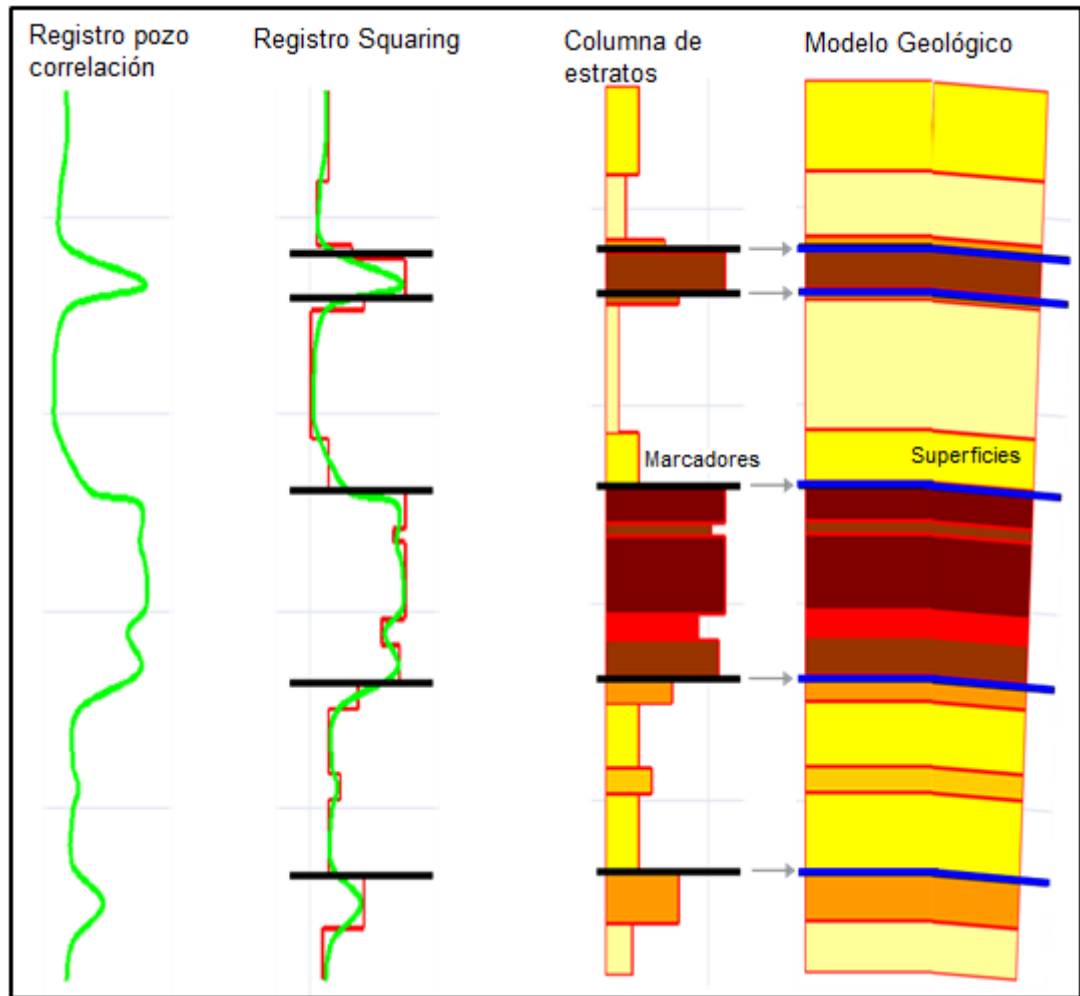
Se empieza con un registro de un pozo correlación (Se recomienda iniciar con el registro density, pues es el de mayor resolución de los registros del “triple-combo”), cualquier deflexión en el registro indicara un límite de capa. El valor de cada parámetro de la formación se define mediante el proceso de dividir el registro en rectángulos donde se presentan cambios notables en la secuencia (squaring). La columna estratigráfica resultante, es una representación propiamente dicha de la formación. Para asegurarse de que el registro después del proceso de squaring es una buena representación del registro del pozo offset, se realiza un proceso de modelaje interactivo (Forward Modeling) de la formación que se obtuvo mediante el squaring.

Oilfield glossary de Schlumberger, define forward modeling como: La técnica que se usa para inferir la respuesta de un sensor desde una formación, mediante el uso de ecuaciones teóricas. Sus aplicaciones más comunes son en mediciones de registros electromagnéticos en la evaluación de formaciones.

En ocasiones es pertinente ajustar los límites de los estratos y los valores de las propiedades de las capas para asegurar que el squaring reproduce adecuadamente el registro del pozo correlación. Las deflexiones de interés en el registro se seleccionan como marcadores geológicos, pues ellos indican el tope de una secuencia geológica de interés.

Cualquier falla, cambio en el espesor o en el buzamiento, se verán indicados en squaring figura 28 (líneas azules) las cuales representan los topes de las secuencias geológicas. Los marcadores en la columna estratigráfica están asociados con las superficies en los modelos geológicos.

Figura 28: Proceso de squaring



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 11

La distribución de las propiedades entre las superficies dependerá de la manera como se depositaron las capas. Hay 3 opciones. Propagación parcial, propagación paralela a la superficie superior o propagación paralela a la superficie inferior. Note que la selección del método de propagación debería estar basada en la forma como las capas fueron depositadas. La propagación proporcional es el método más común.⁴⁸

⁴⁸ GRIGGITHS, op.cit, p.11

Figura 29: Opciones de depositación de las capas



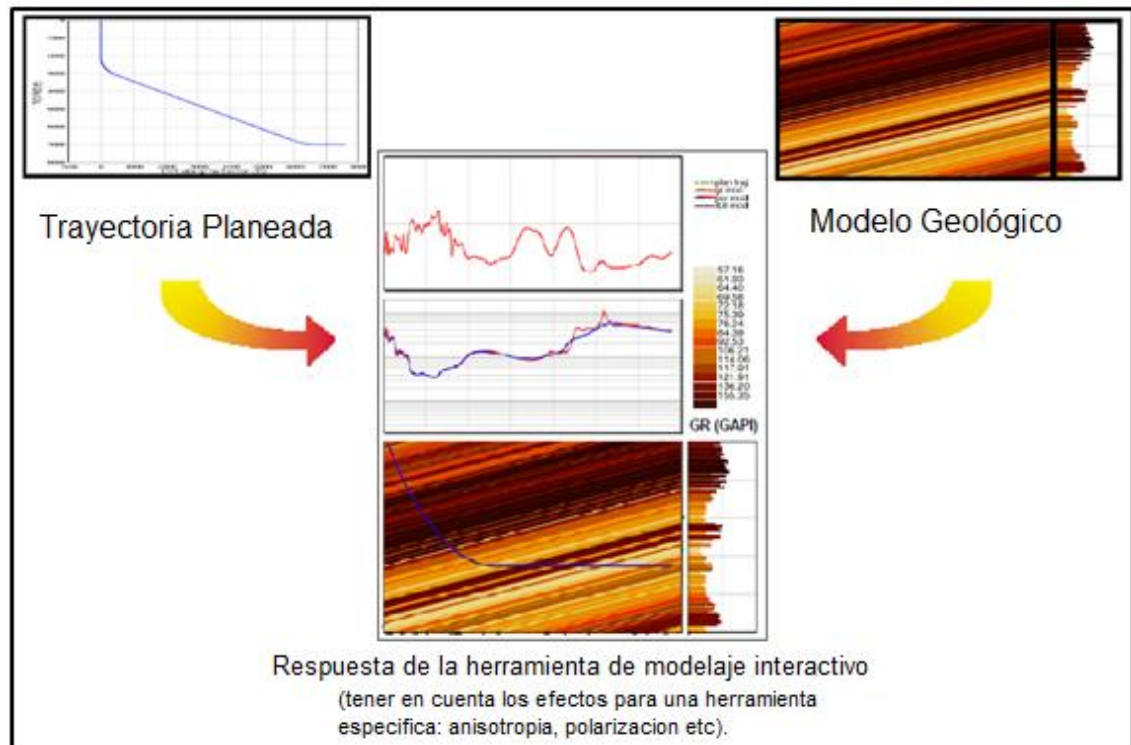
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 12

6.1.2. Calculo de las respuestas de las herramientas. Una vez que se tiene el modelo geológico de la formación se introduce la trayectoria planeada para el pozo y se infieren las propiedades que arrojaría un registro de pozo. Las capas delgadas, los límites de la formación y el ángulo entre el pozo tienen un efecto directo sobre las mediciones de LWD, estas variaciones podrían hacer más compleja la respuesta de las herramientas de registros. Por lo anterior en el momento de aplicar la técnica de modelaje interactivo, se consideran los espesores, buzamientos y los límites laterales de las capas.

La inversión de un registro es más complicada que otras aplicaciones del modelaje interactivo en otras áreas de la ciencia. La profundidad radial y vertical de investigación, el ángulo relativo entre el pozo y las capas de las formaciones como también los ambientes de depositación, son factores que deberían tenerse en cuenta para derivar en un modelo geológico adecuado.

Por lo anterior el modelaje interactivo de registros solo coincidirá con los registros en tiempo real si la geología aparece como la mapeada en el proceso de squaring y la trayectoria del pozo es perforada exactamente como estaba planeado.

Figura 30: Proceso de modelaje interactivo.



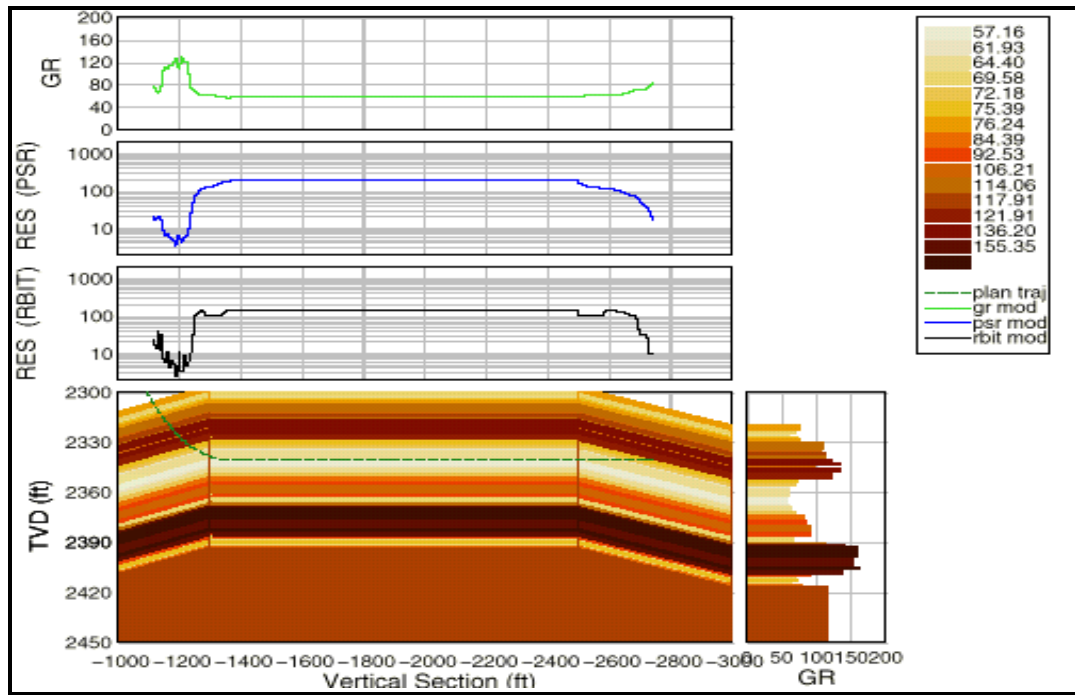
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 14

Para reconocer cuando la trayectoria del pozo no es la planeada, se modelan escenarios alternativos. Por ejemplo, Se debería conocer de antemano, la respuesta de un registro cuando el pozo se sale de la arena objetivo e intercepta la arcilla sello, para tener una idea de cómo sería la respuesta de la herramienta en una situación así y pudiera ser reconocido mientras se está perforando. También es importante tener un mapa estructural y un registro físico del pozo correlación disponibles como una referencia, si en cualquier momento se encuentra alguna característica inesperada como fallas o cambios en el buzamiento.

La figura 31 muestra la construcción de un modelo geológico a partir de los registros LWD, implementando un proceso de modelaje interactivo a lo largo de la trayectoria planeada. Las tres pistas de registros horizontales en la parte superior de la imagen muestran el GR modelado (líneas verdes) La resistividad de la fase (líneas azules) y la resistividad de la broca (línea negra). Además se puede observar un corte transversal que visualiza el GR, los colores oscuros representan los valores más altos de GR y los colores más claros representan

las lecturas más bajas. La trayectoria planeada del pozo (línea verde punteada) se ubica en el medio de una formación de bajo GR.

Figura 31: Modelo Geológico basado en pozos correlacion



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 15

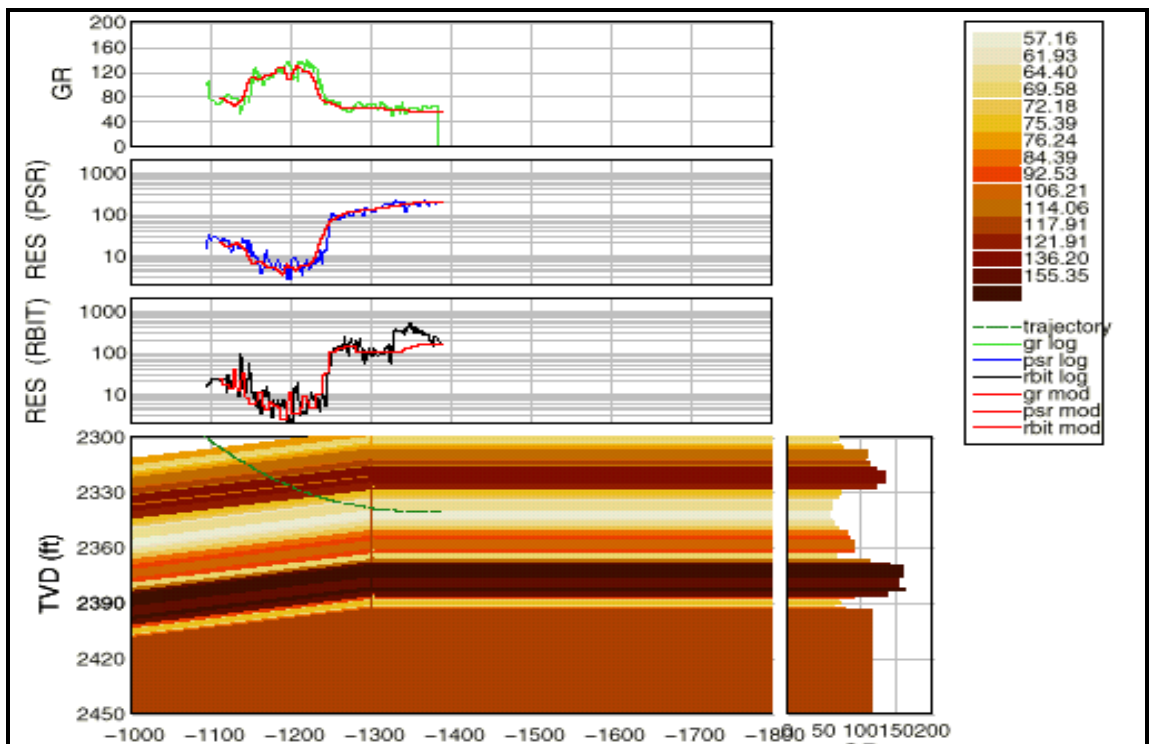
6.1.3. Comparación y actualización del modelo en tiempo real. Habiendo preparado el modelo de la formación base, los registros invertidos a lo largo de la trayectoria del pozo, y realizando el modelamiento de los escenarios alternos; el próximo paso es obtener datos en tiempo real y compararlos con los registros modelados. Para obtener detalles de cómo se transmiten los datos desde fondo de pozo hasta superficie, más adelante se explicara el funcionamiento de las herramientas.

Inicialmente el modelo de la formación se ajusta muy bien al modelo real, pero como la trayectoria real del pozo podría diferir de la trayectoria planeada del pozo, se recalculan y se repiten los procesos de modelaje interactivo a lo largo de la trayectoria real del pozo. A continuación los registros obtenidos del pozo y los modelados se comparan. Si muestran buena correlación, indican que el modelo de la formación y la localización del pozo en el subsuelo son representativos de lo que realmente está sucediendo. Un ejemplo de esto es la

figura 32. Si por otro no hay un buen ajuste, esto sugiere que el modelo de la formación no es representativo del subsuelo y debe ser actualizado. El modelo estructural puede ser cambiado ajustando el buzamiento de las superficies, el espesor de las capas o por la inserción de fallas.

Cuando se usa geonavegación con la técnica Modelar, comparar y actualizar el primer ajuste al modelo de la formación es un desplazamiento vertical de alguna propiedad de la formación hasta que encaje con la profundidad de lo que se observa en el registro medido. De ahí en adelante no se podrá modificar la TVD de una superficie (a menos de que una falla sea insertada en el modelo), pues esto arruinaría la secuencia que se obtuvo en el paso anterior. Por convención se trabaja de izquierda a derecha cruzando el modelo en la dirección de incremento de la profundidad medida. Cada nueva correlación creara ya sea un ajuste en el buzamiento local de la formación o un cambio en el espesor del estrato. Si falta alguna información sobre los cambios en el espesor del estrato, por lo general el buzamiento es modificado.⁴⁹

Figura 32: Correlación de registros modelados con registros obtenidos

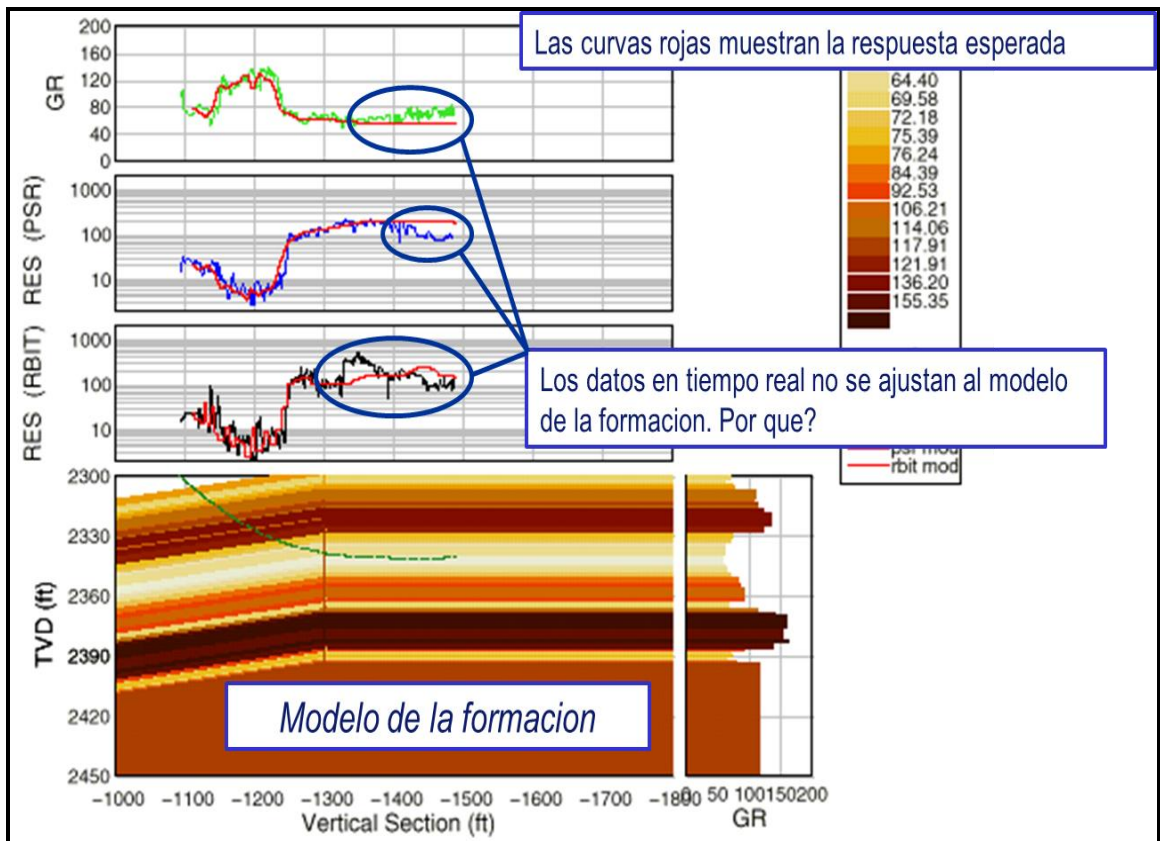


Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 16

⁴⁹ GRIGGITHS, op.cit, p.17

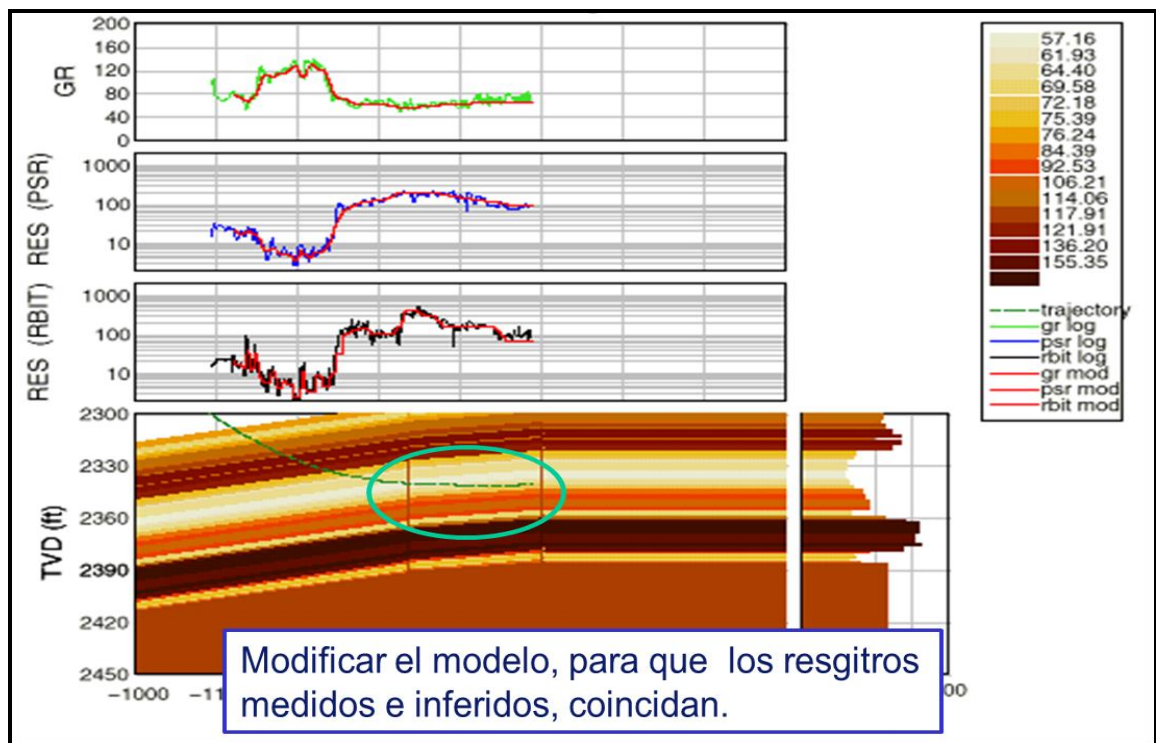
La figura 34 demuestra que al incrementar el buzamiento de la formación pueden ajustarse los registros modelados a los registros obtenidos en el pozo. En este caso el buzamiento de la formación ha sido incrementado ligeramente actualizando así la trayectoria del pozo y ubicando este en la parte inferior de la arena (estrato claro), en vez de ubicarlo en la parte media como se indicó en la figura 33. Cuando el pozo atraviesa las capas inferiores del yacimiento, la correlación entre los registros modelados y los medidos mejora mucho indicando que es una buena representación del pozo y del modelo. Lo anterior le permite al perforador inferir que el pozo debería ser navegado hacia arriba para ubicarlo en el estrato de interés.

Figura 33: incongruencia entre los registros obtenidos y los registros modelados.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 16

Figura 34: Ajuste del buzamiento, para ajustar el modelo geológico.



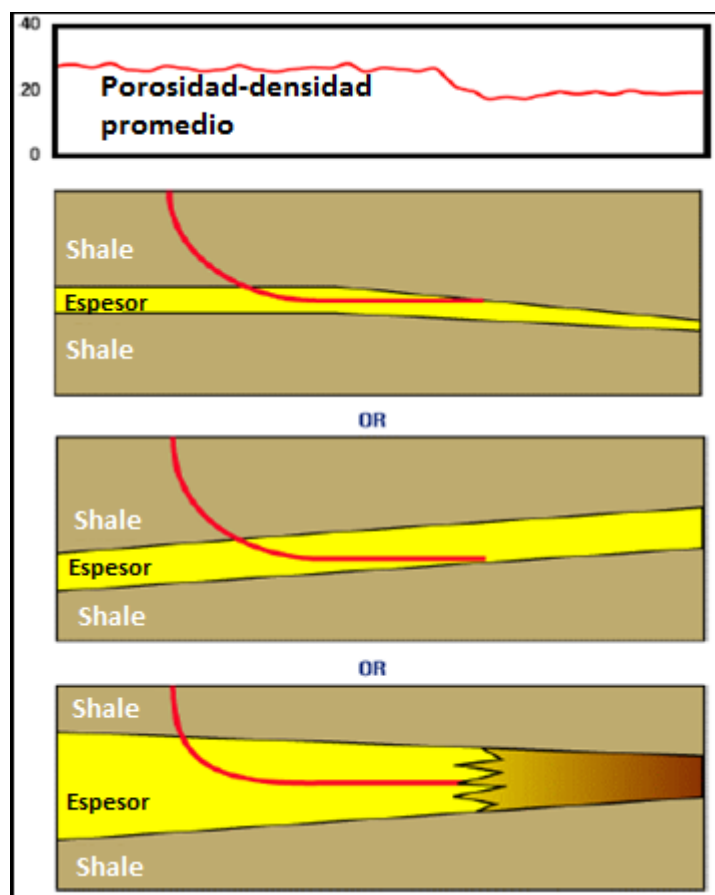
Fuente: Modificado GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p.16

Este proceso iterativo de modelar las respuestas de la herramienta de registros, comparar el resultado con los datos reales provenientes del yacimiento y actualizar el modelo de la formación hasta que el comportamiento de los dos sea similar, es repetido mientras se esté perforando el pozo hasta que la posición de la trayectoria del pozo en las capas pueda ser determinado y que los cambios hechos en la trayectoria del pozo aseguren que el pozo se mantendrá en la arena objetivo a lo largo de la perforación.⁵⁰

La figura 35 muestra tres casos distintos en los cuales la densidad porosity disminuye, y cada uno de los casos podría generarse debido a distintas situaciones o configuraciones geológicas.

⁵⁰ GRIGGITHS, op.cit, p.17

Figura 35: Limitaciones de las mediciones no acimutales.



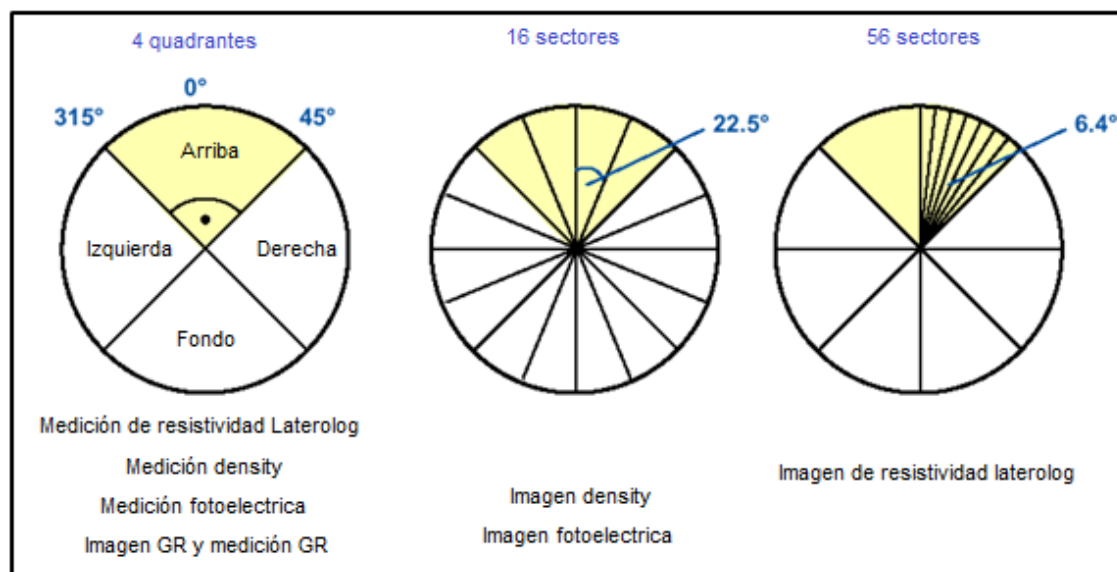
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 20

6.2. MEDICIONES ACIMUTALES.

Las mediciones acimutales (son mediciones concentradas en el sector de la pared del pozo más que en los alrededores del pozo) proveen información requerida para distinguir la dirección en las que se presentan cambios bruscos en la geología del yacimiento. A diferencia de las herramientas wireline (las cuales consisten de un arreglo de sensores fijo), las herramientas de imágenes LWD registran imágenes del pozo a partir de un arreglo de sensores en el BHA que rotan junto con él y registran las propiedades de la roca para después visualizarlas como imágenes. La información es agrupada en sectores acimutales. La apertura acimutal o el ancho de los sectores dependerán del tipo de herramienta. El registro neutrón no cuenta con esta característica, y por esta razón se presentan como un promedio. El registro gamma ray puede ser enfocado en cuatro cuadrantes alrededor de la pared del pozo. Los cuales por

lo general son definidos como cuadrantes de fondo, izquierda, arriba y derecha (B-L-U-R). En cuanto al registro density, cada uno de estos cuadrantes se puede subdividir en cuatro sectores dando un total de 16 sectores alrededor del pozo en un registro density. El registro laterolog puede ser incluso más detallado, centrándose en 56 sectores alrededor del pozo.⁵¹

Figura 36: Clasificación de los cuadrantes acimutales según Schlumberger



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 21

La figura 36 muestra la clasificación que Schlumberger utiliza. Las imágenes de las imágenes density y el efecto fotoeléctrico están divididas en 16 sectores, mientras que los registros density y efecto fotoeléctrico como tal están divididos en cuadrantes. Esto se debe a que las mediciones estadísticas requieren cuentas de cuatro en cuatro, para tener la precisión requerida al momento de usarlos como mediciones cuantitativas. De la misma forma, las imágenes del laterolog son entregadas en 56 sectores mientras que las mediciones de resistividad laterolog se dividen únicamente en 4 cuadrantes debido al ruido presente en la transmisión de las señales.⁵²

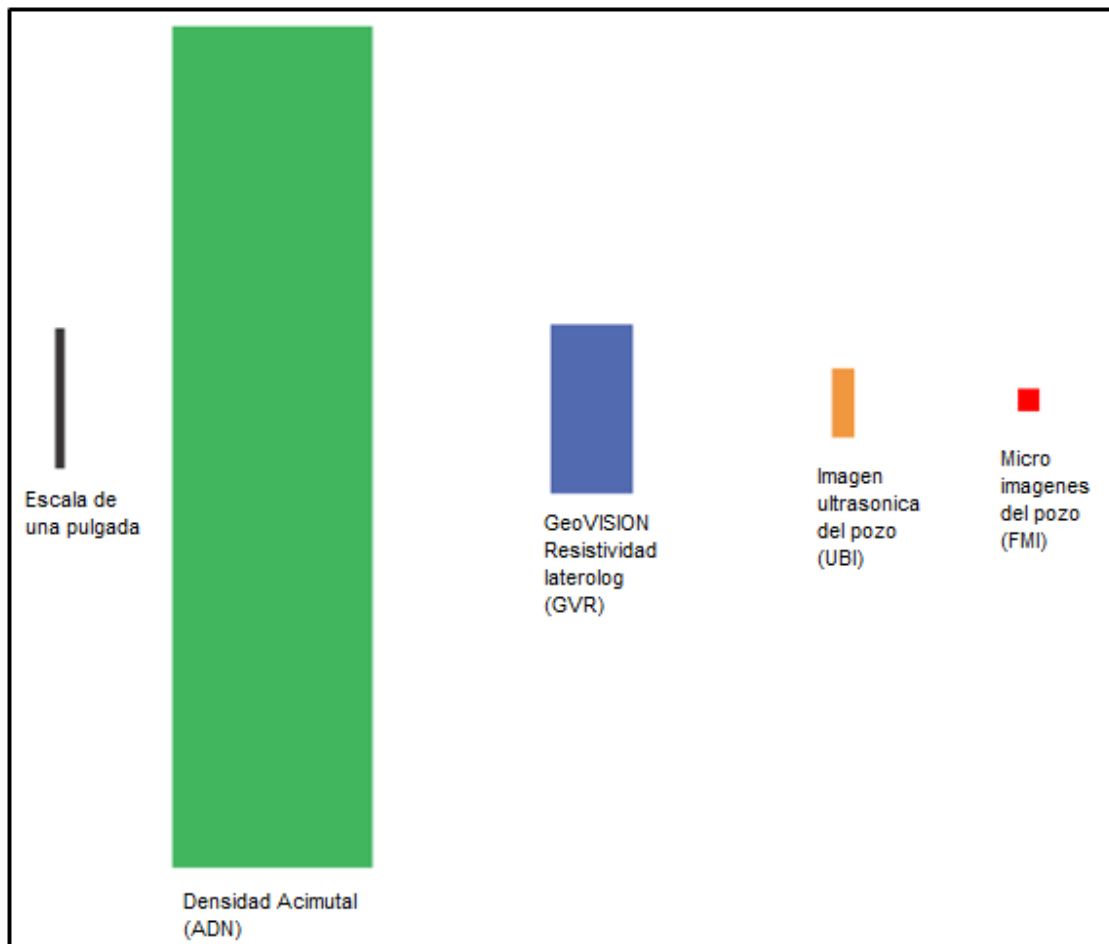
La resolución vertical de imágenes está relacionada con la precisión con la que la herramienta de registro capta las discontinuidades en la cara del pozo

⁵¹ GRIGGITHS, op.cit, p.20

⁵² Ibid p.21

paralelamente al eje de la herramienta. La figura 37 muestra una comparación hecha por la compañía Schlumberger de los tamaños de los pixeles de varias imágenes LWD con imágenes de wireline. La resolución vertical de las imágenes LWD está influenciada por la tasa de perforación (ROP) y no por la tasa de muestreo de la herramienta de imágenes. Por ejemplo, cuando se perfora a 36 pies por hora el registro LWD se mueve 1 pie en 100 segundos. Si el ciclo de medición toma 10 segundos, entonces se habrán tomado 10 muestras por cada pie o 1 muestra cada 1,2 pulgadas.⁵³

Figura 37: Comparación del tamaño en pixeles de las herramientas MWD y wireline



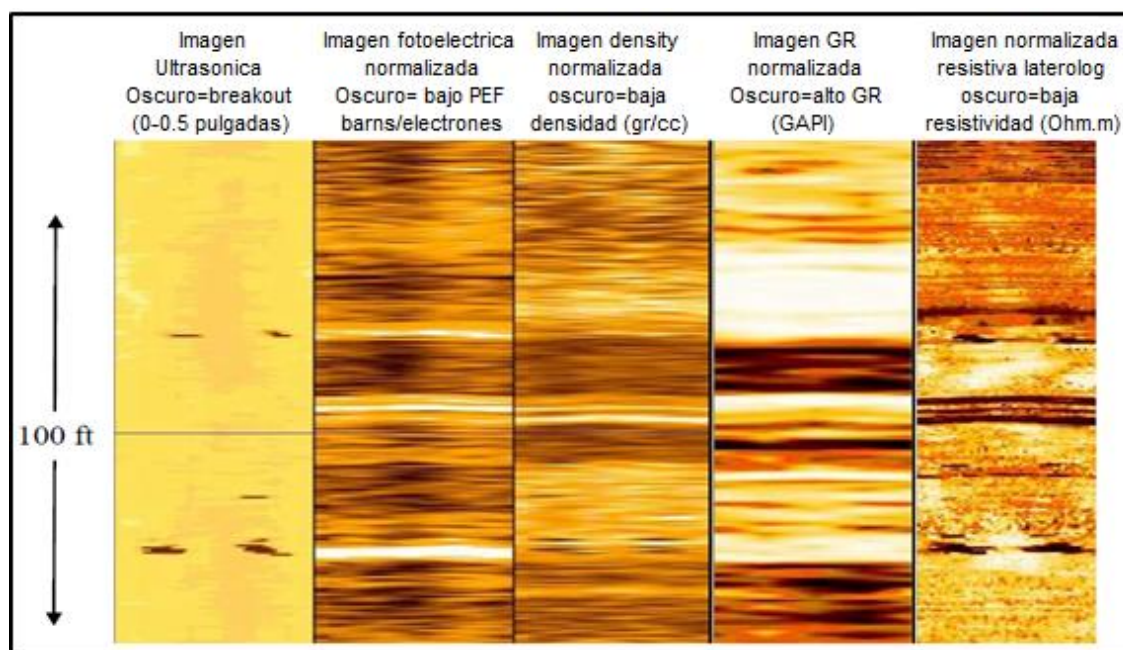
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 21

Las mediciones acimutales detectan cambios en las propiedades de la formación alrededor del pozo. Al registrar pozos con distintas herramientas

⁵³ GRIGGITHS, op.cit,p.21

(principios físicos distintos) se podrían obtener características distintas sin que haya alguna diferencia de las propiedades de la formación en ese punto. La figura 38 muestra un ejemplo de 5 imágenes obtenidas por LWD al mismo tiempo de Schlumberger y en la misma formación. La imagen acústica da respuesta a los breakouts y standoff. La imagen fotoeléctrica responde a los cambios de la litología. Las imágenes que se obtiene por density también registran cambios en la densidad de la roca y por ende en la litología, porosidad y contenido de fluidos. La imagen que se obtiene mediante gamma ray capta el gamma ray total de la formación (Torio, Uranio y potasio); y la imagen del registro de resistividad capta la porosidad y el contenido de agua en el espacio poroso. Entonces las imágenes mostraran eventos comunes que pueden ser correlacionados mientras que las diferencias entre ellos darán información adicional sobre la formación.⁵⁴

Figura 38: Respuesta de distintas herramientas a la misma formación



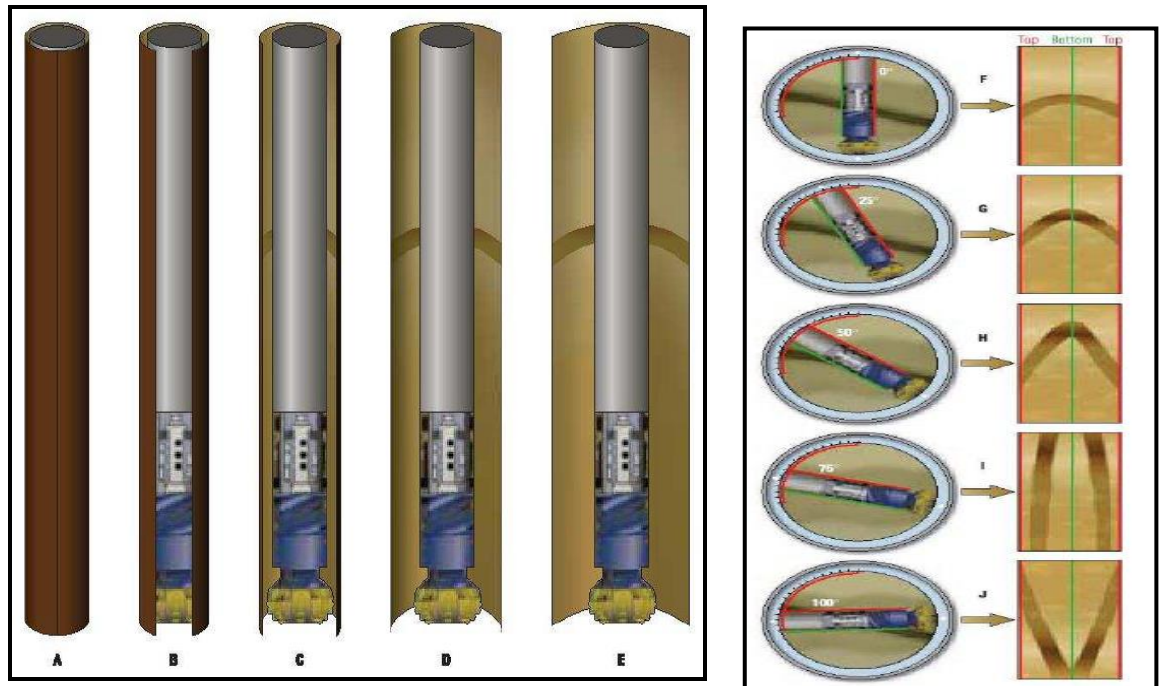
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 22

Este tipo de datos siempre son requeridos en una operación de geonavegación y es la que habitualmente se obtiene con registros acimutales y en las imágenes LWD. Cuando el pozo se perfora y hay alguna variación en las

⁵⁴ GRIGGITHS,op.cit,p.22

propiedades, estos registros mostraran estos cambios a medida que se atraviesa la formación. Como se muestra en la figura 39 las imágenes 2D provenientes de LWD son por lo general mostradas como si el pozo hubiese sido separado a lo largo del tope del pozo y desdoblado luego entonces el centro de la imagen corresponde al fondo del pozo.

Figura 39: Respuesta de las imágenes dependiendo del ángulo de buzamiento de la formación



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 23

Si se perfora un pozo en una capa que buza hacia abajo el fondo del pozo se verá primero, después los lados y finalmente el tope. En la imagen la capa aparecerá con un “pico en el medio” y creará una forma sinodal que termina en los bordes de la imagen que corresponden al tope del pozo. La amplitud de esta sinuosidad está relacionada al ángulo relativo entre el pozo y la capa. Incluso sin la necesidad del cálculo de este ángulo, las “caras felices y las caras tristes” aparecen en una imagen debido a que se está perforando capas que buzan hacia arriba o capas que buzan hacia abajo respectivamente, pueden ayudar a tomar decisiones importantes en el geoposicionamiento del pozo. Estas características podrían ayudar a identificar la posición relativa del pozo en la formación y evitar que se salga de la arena objetivo. Por ejemplo si “una cara feliz” aparece en una imagen mientras se está perforando en el

estrato de interés, esto indicaría que se está atravesando una capa que buza hacia arriba, y requiere que se disminuya la inclinación hasta que se perfora paralelamente a esa capa, para que la broca se mantenga en el yacimiento.

En la imagen A hasta la E de la figura 39 se muestra como se presentan los registros acimutales LWD en dos dimensiones. Conceptualmente, el pozo es dividido y desdoblado a lo largo del tope, de tal manera que en el medio de la imagen corresponda al fondo del pozo. De las imágenes F a J, la inclinación del pozo medida desde la vertical varía desde 0° hasta los 100°. El plano buzante es paralelo al pozo cuando la inclinación de este es igual a 75°. Las imágenes F, G y H muestran que la capa se está atravesando hacia abajo (en la imagen, la capa crea una “cara triste”). La imagen I muestra unas “vías de ferrocarril” que indican que se está perforando con un ángulo igual al de la capa que se está atravesando. La imagen J muestra una “cara feliz” indicando que se está perforando una capa hacia arriba. En todos los casos, la amplitud de la sinuosidad es proporcional al ángulo existente entre la capa que se atraviesa y mismo pozo.⁵⁵

6.2.1. Escalado del color de la imagen. Los colores ayudan a visualizar de mejor manera las propiedades de la formación, por ejemplo una imagen density, la densidad de la formación se mide independientemente en cada uno de los 16 sectores (360 grados/16 sectores = 22.5 grados de cobertura de acimut del pozo por sector). Para convertir esta información de densidades a una imagen, los valores de la densidad son mapeados en color, donde los colores más oscuros por lo general indican una baja densidad mientras que los colores claros indican alta densidad.

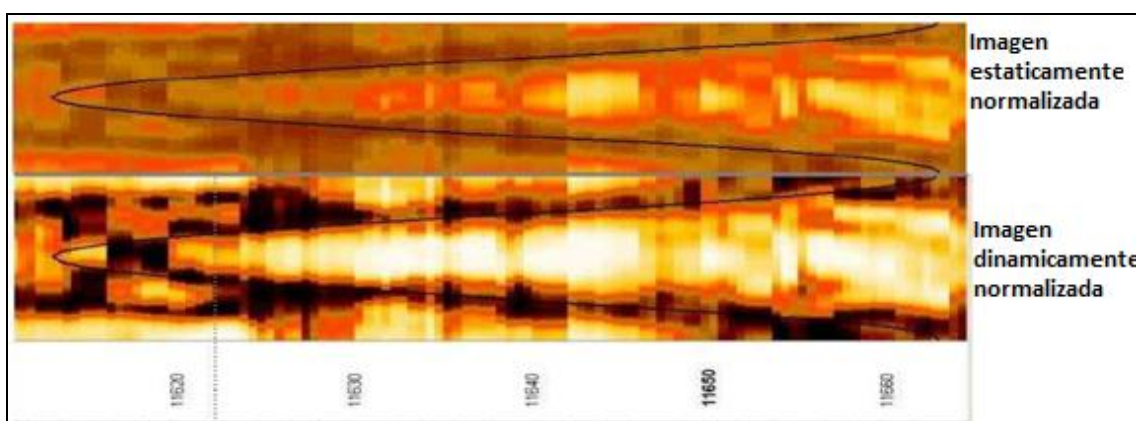
La normalización de la imagen es un método con el cual las características del pozo pueden ser visualizadas mucho mejor. Una imagen estática tiene una escala definida por el usuario sobre la cual se aplica el espectro de colores. Por ejemplo los colores de una imagen density podrían ser escalados sobre 16 colores empezando con colores oscuros desde 2.2 g/cc hasta colores más

⁵⁵ GRIGGITHS, op.cit, p.23

claros, finalizando en 2.7 g/cc. Una imagen dinámica utiliza una ventana de profundidad entre la cual los valores mínimos y máximos son usados como end points para generar una gamma de colores. Esto permite visualizar contrastes sutiles entre las características de la formación, mejorando mucho la calidad de la imagen.

Se acostumbra a usar en la práctica imágenes dinámicas y estáticas, pues las estáticas tienden a resaltar características a gran escala mientras que las dinámicas mejoran las características que permiten detallar en profundidad las características de la formación, pero tienden a reducir la visibilidad de las características a gran escala.

Figura 40: imágenes dinámicas e imágenes estáticas.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 23

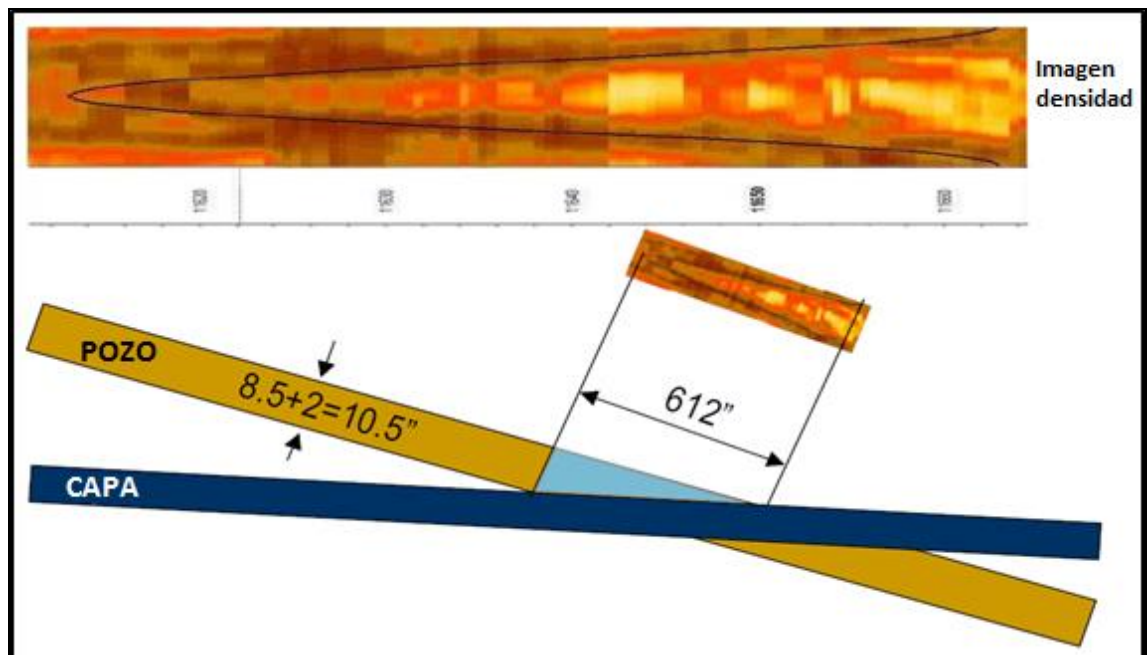
6.2.2. Orientación de las imágenes. Muchos de los surveys son referenciados hacia el norte del plano de vista y no al norte verdadero, con el fin de que el perforador direccional pueda determinar el norte desde la vista en planta del survey, si se está perforando con referencia a esa vista. Sin embargo, geológicamente siempre se referencia el norte verdadero, entonces se debe realizar la corrección correspondiente al norte de la vista en planta antes de usar los surveys del MWD para interpretar las imágenes LWD (estas son referenciadas al norte verdadero).

La exactitud de los surveys de MWD es típicamente +/- 1 grados en acimut. Los errores del acimut pueden convertirse en errores muy significantes cuando

se transforma de buzamiento aparente a buzamiento verdadero en los pozos horizontales.

6.2.3. imágenes para calcular el ángulo entre una capa y el pozo. El ángulo relativo entre el pozo y cualquier capa del yacimiento está definido por un triángulo que se forma entre el pozo y la capa que está siendo atravesada.

Figura 41: Calculo del buzamiento relativo de la formación.



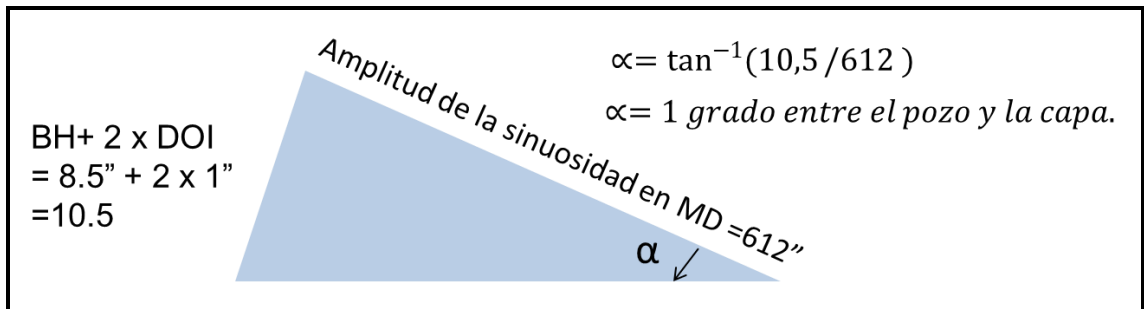
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 25

Lado adyacente: la amplitud de la sinuosidad sobre la imagen se mide a lo largo del pozo. Dicha amplitud debe convertirse a pulgadas, pues la longitud del pozo está dada en pies y el diámetro del pozo esta dado en pulgadas.

Lado opuesto: Estas imágenes no escanean la superficie del pozo, sino que representan las propiedades de la formación para cualquier profundidad de investigación de las mediciones de las que se derivadas. Por esto se le debe sumar la profundidad de investigación de la herramienta a la imagen para cada lado del diámetro del pozo. En el caso de las mediciones density, aproximadamente es una pulgada, entonces para un diámetro de 8,5 pulgadas se obtendrá una imagen de 10,5 pulgadas. Para un registro laterolog, la

profundidad de la penetración es aproximadamente 1,5 pulgadas, entonces deberían sumarse 3 pulgadas en total para calcular el buzamiento de la formación a partir de esta imagen.⁵⁶

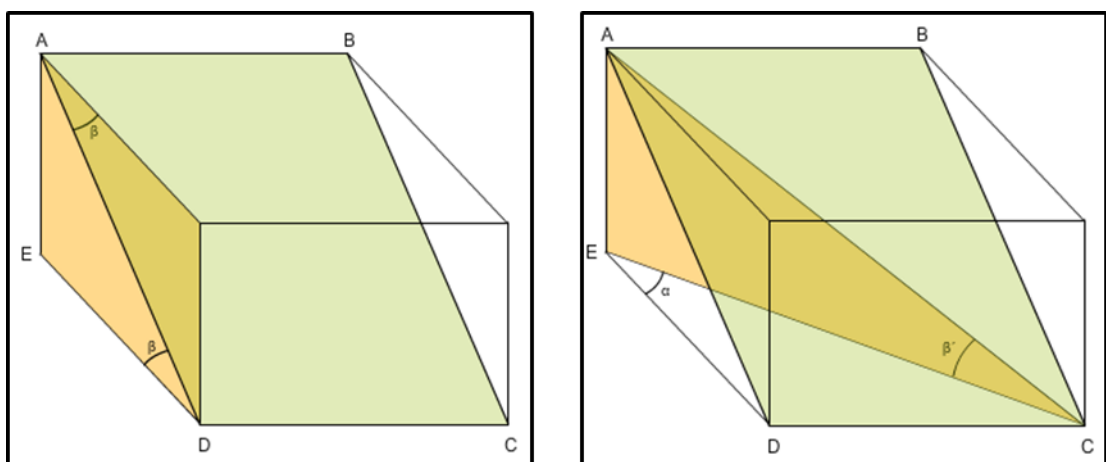
Figura 42: Cálculo del ángulo relativo



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 25

6.2.4. Buzamiento aparente y verdadero. Como se muestra en la figura 43 si el acimut del buzamiento de la formación y el acimut de la inclinación del pozo son distintos, entonces el ángulo relativo verdadero será mayor que el indicado por el cálculo anterior. Entonces el buzamiento verdadero es el ángulo entre la línea de máxima pendiente contenida en dicho plano (perpendicular a la dirección del plano) y un plano horizontal, medido sobre un plano vertical.

Figura 43: Buzamiento y buzamiento aparente



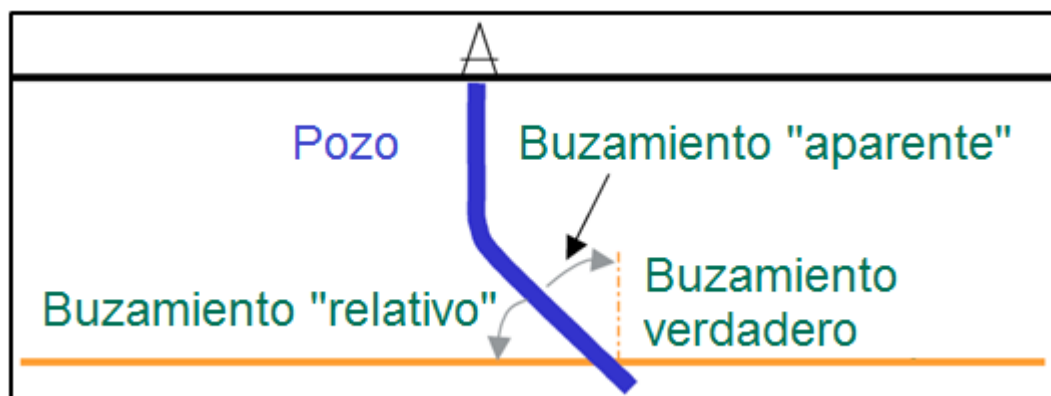
Fuente: Universidad Nacional de Educación a Distancia, Cartografía geológica, guía tridimensional interactiva; Cálculos geométricos en zonas con capas inclinadas.

⁵⁶ GRIGGITHS, op.cit, p.25

Conociendo que el buzamiento de un estrato es el ángulo de inclinación de su línea de máxima pendiente se puede inferir que cualquier otra línea contenida en el plano de la capa tendrá un ángulo de inclinación menor que el buzamiento. Si se hace un corte vertical en una zona en la que existe un plano inclinado (ABCD), el buzamiento que la capa aparentara tener será el de la línea de intersección con el plano de corte⁵⁷.

6.2.5. El “otro” buzamiento aparente. El término de buzamiento aparente descrito anteriormente, hace referencia a un contexto netamente geológico. En un contexto de registros y evaluación de formaciones, el buzamiento aparente se refiere al ángulo entre el pozo y la línea perpendicular al plano de la capa de la formación, tal y como se muestra en la figura 44.

Figura 44: Buzamiento Relativo y aparente del pozo.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 27

Por lo general los cálculos de buzamiento que se realizan con herramientas wireline trabajan con buzamiento aparente para después realizar la conversión a buzamiento real. Un buzamiento aparente igual a cero, corresponde a un buzamiento real igual a cero, si y solo si el pozo es vertical, y las capas de la formación son totalmente horizontales. Como el buzamiento que calcula la herramienta LWD es por lo general calculado para pozos horizontales o pozos de alto ángulo, el buzamiento relativo es un concepto muy sencillo que se utiliza cuando se trabaja con este tipo de pozos. Se define como el ángulo

⁵⁷ Universidad Nacional de Educación a Distancia, Cartografía geológica, guía tridimensional interactiva; Cálculos geométricos en zonas con capas inclinadas ($0^\circ < \beta < 90^\circ$). 23/06/14 [En línea]; Disponible en: http://ocw.innova.uned.es/cartografia/calculos_geometricos/cag_01.htm.

entre el pozo y la capa de la formación. Un buzamiento relativo igual a cero, corresponde a un buzamiento real igual a cero, y físicamente se obtiene cuando se está perforando un pozo horizontal en capas totalmente horizontales.

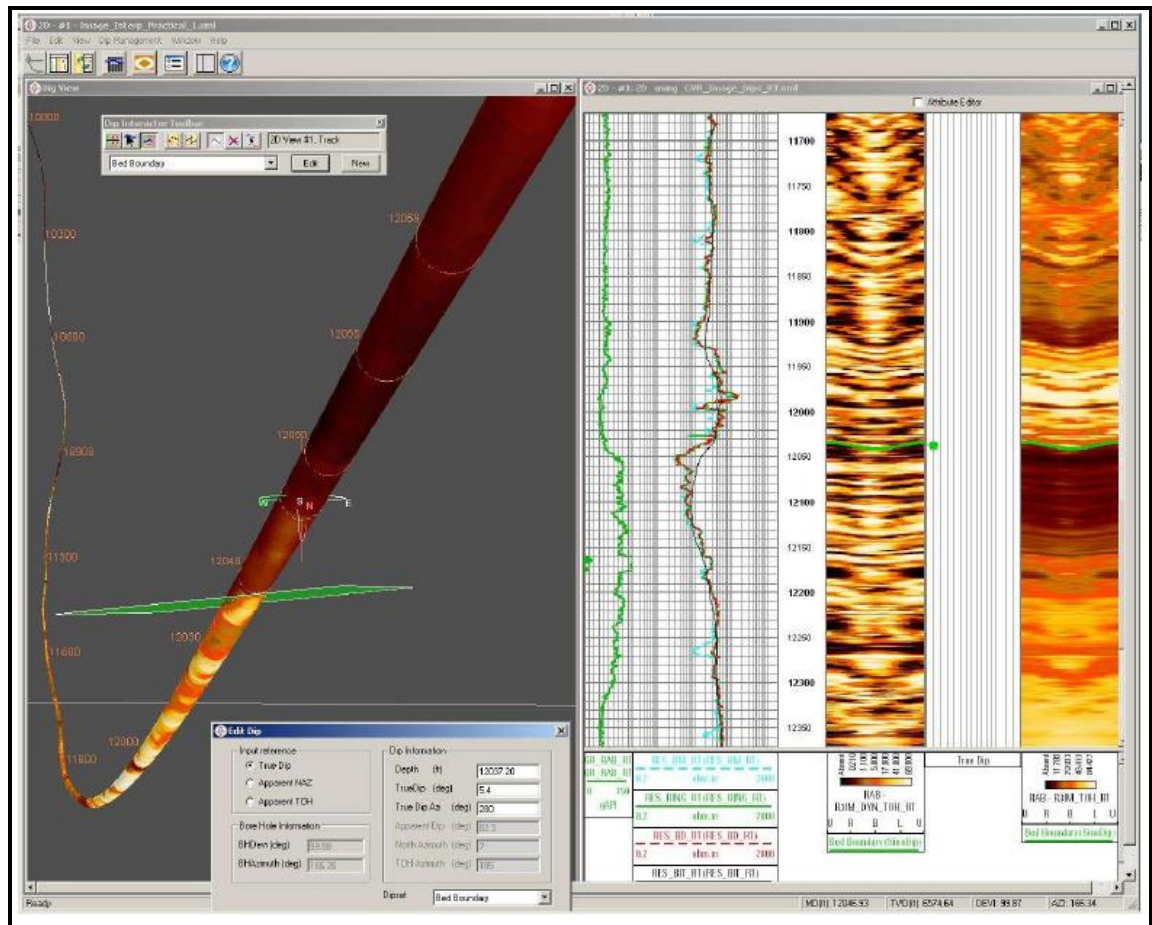
Para calcular el buzamiento verdadero de la formación a partir del buzamiento relativo o el buzamiento aparente se debe considerar la trayectoria del pozo. Esto es debido a que el buzamiento aparente es medido por las herramientas de registros desde la perspectiva del pozo. Por ejemplo, el buzamiento relativo entre un pozo vertical y una capa que buza 45° es el mismo buzamiento relativo para un pozo inclinado 45° y una capa horizontal.

6.2.6. Visualización 3D. La visualización 3D en tiempo real y el software de recolección de datos están disponibles para mayor entendimiento de las intersecciones entre las capas de las formaciones y los pozos inclinados. Esta clase de software funcionan “envolviendo” las imágenes captadas por las herramientas de pozo alrededor de la trayectoria del pozo que igualmente fue calculada por este tipo de herramientas, esto genera una visualización 3D muy amigable con el usuario.

En la figura 45 se muestra un ejemplo de un software de visualización 3D y recolección de datos llamado WellEYE de la compañía Schlumberger. En el panel derecho se muestra un registro y una serie de imágenes, esto es a lo que se le llama visualización 2D, para este caso son imágenes de una herramienta laterolog. Se puede observar un incremento en la sinuosidad de las imágenes cuando una característica especial de la formación (otra capa) se atraviesa. El buzamiento verdadero de las formaciones también es captado y mostrado, en este caso se puede ver en la pista que se encuentra entre las imágenes. El panel izquierdo muestra una perspectiva 3D de la trayectoria del pozo con las imágenes del laterolog “envueltas” en el pozo. Los cambios en el buzamiento se representan con planos que cortan el pozo para ayudar a visualizar la intersección del pozo y las capas. Se puede observar que la profundidad medida aumenta como el pozo se “acerca” al lector, lo que indica que el pozo

está levantando ángulo, y acaba de atravesar la base de la capa que se observa en las imágenes. Si el objetivo era permanecer en la capa de alta resistividad (colores claros) que se encuentra debajo del plano verde, esta visualización ayudara a comprender que el pozo debería ser navegado hacia abajo, para recuperar la trayectoria deseada.⁵⁸

Figura 45: Software de visualización de geonavegación.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 28

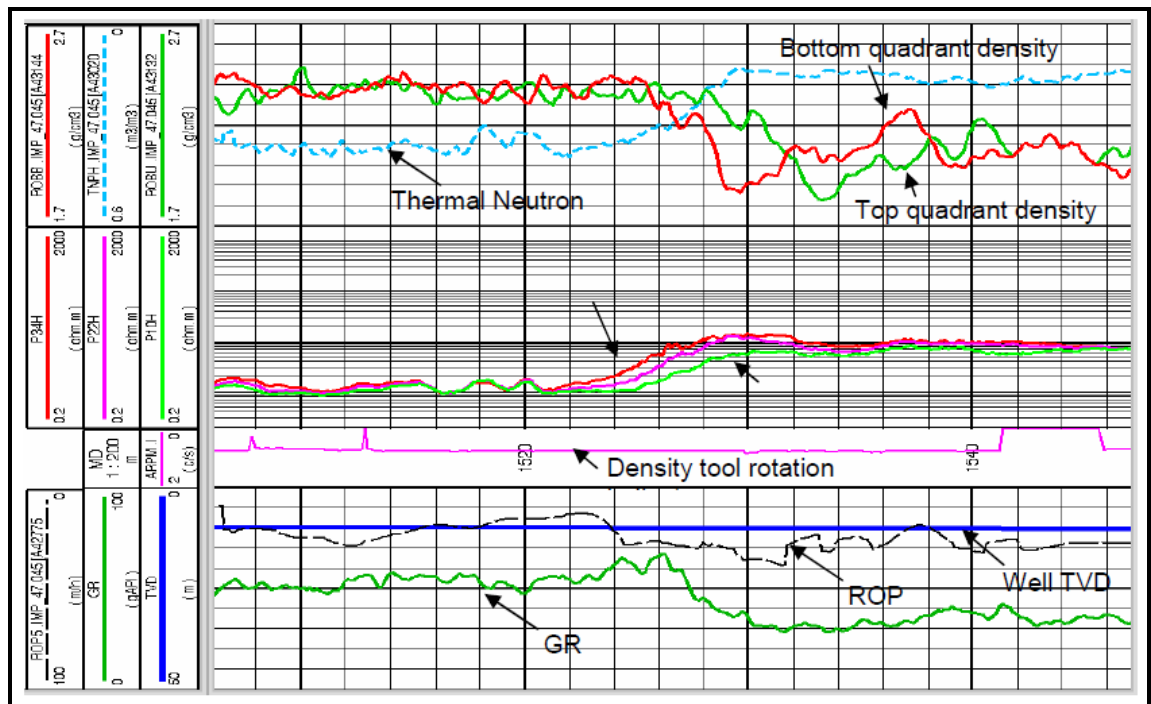
6.2.7. Uso de datos provenientes de los cuadrantes para calcular ángulos relativos. Las imágenes ayudan al entendimiento y al reconocimiento de los eventos a lo largo de la perforación, inclusive existe otro método para el cálculo del buzamiento partir de los datos de los cuadrantes, siempre y cuando se proporcionen datos de las formaciones tope y base. Funciona de la misma manera que el cálculo del buzamiento relativo, pero esta vez no se utiliza la

⁵⁸ GRIGGITHS,op.cit,p.28

amplitud de las sinuosidades, si no que se usa la diferencia de profundidades medias entre los eventos del tope y de la base.

La figura 46 muestra un registro LWD típico de un pozo horizontal. La pista de arriba muestra la respuesta de cuadrante density y un promedio acimutal del registro térmico neutrón. La pista del medio muestra tres registros de resistividad a diferentes profundidades de investigación. La pista de abajo incluye una línea rosada llamada ARPM (ADN revoluciones por minuto) que indica cuando la herramienta density está registrando todo el rededor del pozo. Cuando esta curva caiga a cero, indica que la herramienta density no está rotando y por ende los datos acimutales (que requieren rotación para escanear todo el perímetro del pozo) no estarán disponibles. Cuando la herramienta density deja de rotar, los registros de los cuadrantes tope y base convergerán a un mismo valor. Se debe tener cuidado en el control de calidad de la información acimutal chequeando que la herramienta encargada de adquirir los datos este rotando en el intervalo de interés.

Figura 46: Registros LWD típico de un pozo horizontal.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 29

La última pista de la figura 46 muestra el registro gamma ray, la tasa de perforación, y la profundidad vertical verdadera, TVD. Hay cuatro metros de diferencia entre la caída de densidad detectada por las mediciones de tope y base. El registro density de la base disminuye primero, indicando que el pozo está siendo perforado hacia abajo a través de una capa de baja densidad. Se puede inferir desde el registro de TVD que el pozo es horizontal entonces la capa debe buzarse hacia arriba.⁵⁹

Esta información de buzamientos relativos, derivada ya sea a partir de imágenes o a partir de los registros por cuadrantes, permite el posicionamiento del pozo con respecto a cualquier disposición de capas dadas. Para el ejemplo anteriormente mostrado, si la intención era mantener el pozo paralelo a las capas, la inclinación del pozo debería incrementar $2,9^{\circ}$ para alcanzar el objetivo del geoposicionamiento.

6.2.8. Uso de buzamiento para calcular el espesor de las capas. Para tener un conocimiento completo de una capa, se necesita: su espesor neto y buzamiento. Cuando se perfora direccionalmente a través de una capa de buzamiento desconocido, los registros no acimutales solamente proveen la profundidad medida, el espesor de la capa medido (MDT), que permite calcular el espesor vertical verdadero (TVT) siempre y cuando se conozca la desviación del pozo, y con este se puede definir el espesor verdadero del estrato (TBT), también conociendo el buzamiento del estrato.

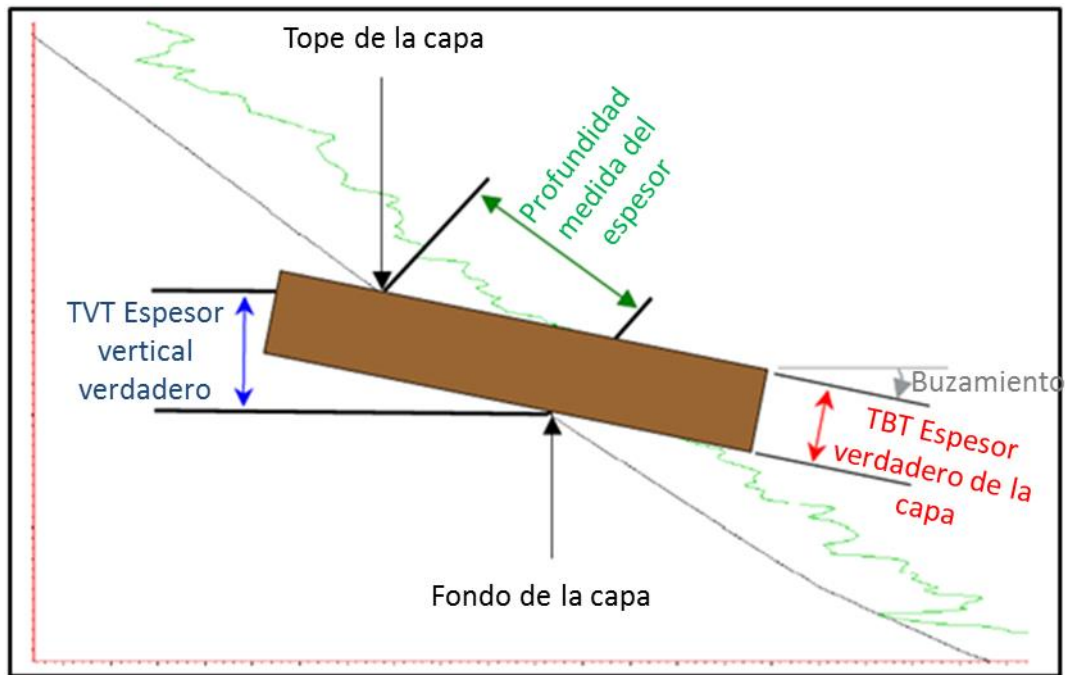
Si no se conoce el buzamiento de la formación, el modelo convencional de geonavegación (modelar, comparar, y actualizar) asume que el espesor de la capa es el mismo que se observó en el pozo offset.

Estas suposiciones de espesores constantes podrían resultar en errores significativos en el modelo de la formación, lo que complicaría las operaciones de geonavegación. Los datos no acimutales no pueden hacer una distinción clara entre un cambio de buzamiento y un cambio en el espesor de la capa ni

⁵⁹ GRIGGITHS, op.cit, p.29

mucho menos podrá distinguir en una combinación de estos dos eventos. Como lo indica la figura 47 se puede tener un mismo espesor aparente para tres casos, donde las configuraciones buzamiento/espesor de la capa se confabulan para obtener el mismo valor de espesor aparente.⁶⁰

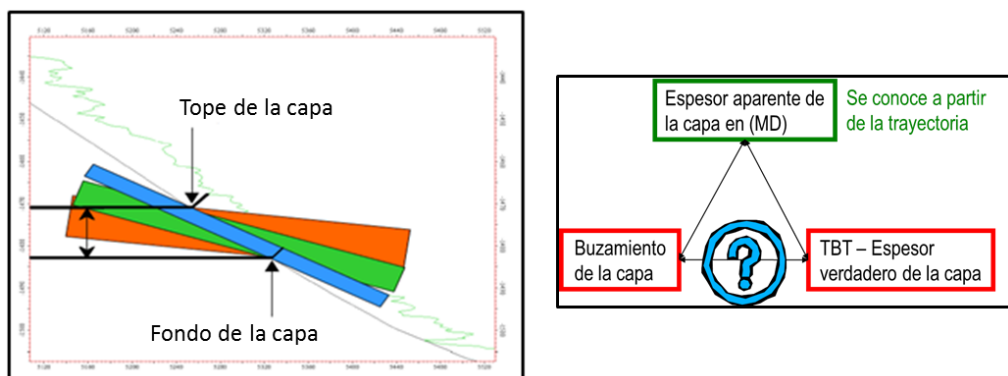
Figura 47: Aclaración de los distintos espesores. MDT, TBT, TVT.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 30

Por lo anterior es necesario conocer el buzamiento de la capa para calcular el espesor neto del estrato.

Figura 48: Razones para conocer el buzamiento.

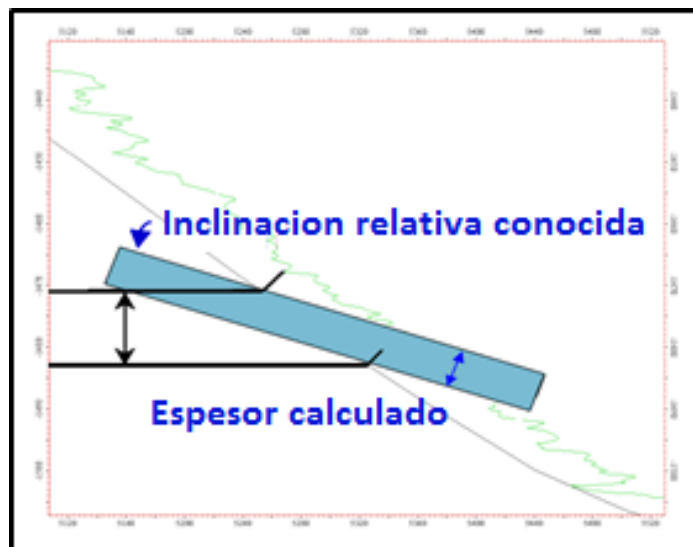


Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 31

⁶⁰ GRIGGITHS, op.cit,p.31

El método usado para determinar el buzamiento en tiempo real a partir de datos acimutales es muy útil, y complementa muy bien al método convencional (modelar, comparar y actualizar). Los datos acimutales proveen información sobre la dirección de aproximación y buzamiento de una característica que el pozo interceptara en el futuro, y de esta forma se pueda calcular su espesor verdadero.

Figura 49: Ventajas de conocer el buzamiento de la capa.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 32

6.3. DETECCIÓN DE DISTANCIA A LAS CAPAS

Anteriormente se estableció que los datos acimutales mejoran la geonavegación del pozo por que permiten la determinación de la dirección en la que el pozo contactara otras capas; la mayoría de mediciones acimutales tienen una profundidad de investigación limitada (en el orden de pulgadas). De esta forma con este tipo de mediciones únicamente se podrá tener información de un límite cuando el pozo ya ha hecho contacto con este.

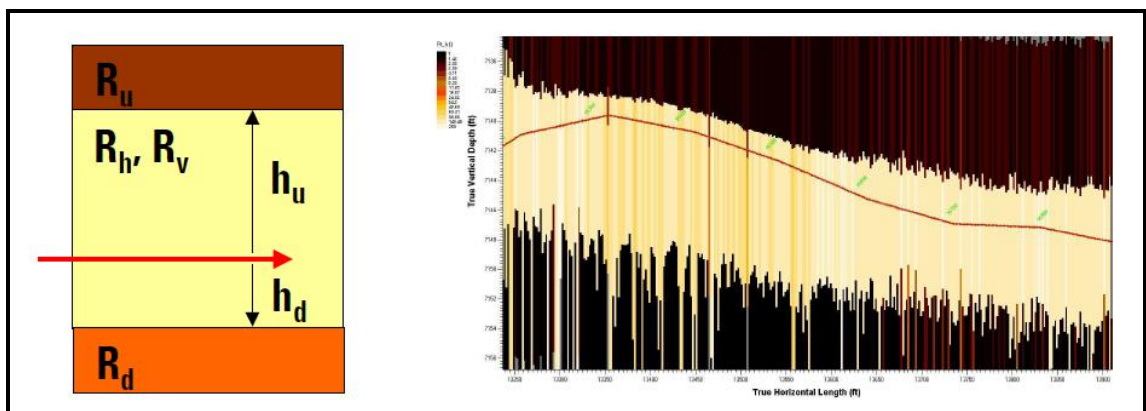
El desarrollo de mediciones profundas, electromagnéticas y direccionales son la última tecnología en geonavegación, pues permiten la detección de cambios en resistividad de una formación a distancia, antes de que esta sea perforada. El servicio PeriScope (Es una herramienta de Schlumberger, y es llamada así debido a su gran ventaja sobre otras herramientas de este tipo, puede detectar

un contraste de resistividad a más de 20 pies de longitud, en la actualidad se puede encontrar el PeriScope HD) complementa los registros obtenidos por las herramientas LWD ya que logra mayor profundidad de investigación y en algunos casos mejora la resolución.

La herramienta está conformada por una antena inclinada, que es sensible a los cambios de conductividad en la formación (la conductividad es el recíproco de la resistividad). Las señales de atenuación son analizadas en el fondo del pozo y detectan los contrastes de conductividad y la dirección de la que provienen, y son transmitidos a superficie, para que mediante un proceso de inversión se calcule la distancia a dicho límite (contraste de resistividad) y sea visualizado.

En el proceso de inversión se convierten las mediciones direccionales brutas de fase y atenuación, que fueron adquiridas a diferentes frecuencias y espaciamientos de transmisión-recepción, a un modelo de la formación de 3 capas. Con la inversión de datos, se puede solucionar la resistividad y la distancia de la capa de arriba, la resistividad y la distancia de la capa de abajo, y la resistividad de la capa en la que el pozo está siendo perforado. Esta información es mostrada en tiempo real como una sección transversal a color de la formación a lo largo de la trayectoria del pozo⁶¹. Figura 50.

Figura 50: corte transversal entregada por el software y herramienta de geonavegación



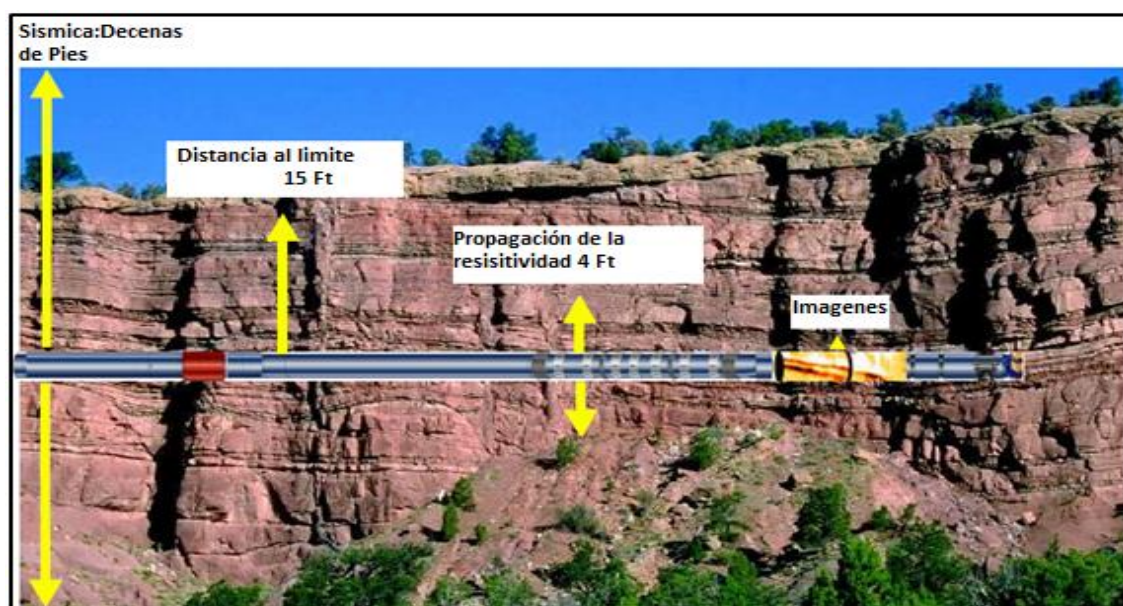
Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 33

⁶¹ GRIGGITHS, op.cit,p.33

Además del cálculo de la distancia de límite (DTB), el servicio PeriScope provee de un acimut a los límites, basándose en la suposición de que las capas arriba y abajo son paralelas. La distancia y la información del acimut permiten que el pozo sea geonavegado proactivamente, es decir cuando se aproxima a un límite de resistividad el pozo no debe atravesarlo para detectarlo, y se puede evitar a tiempo.

Los datos de sísmica permiten visualizar características estructurales a grandes rasgos, pero debido a las limitaciones de las frecuencias, algunas características se pasan por alto, pues están por debajo de la resolución sísmica, afortunadamente ya existe el servicio PeriScope HD. El servicio PeriScope, detecta dos veces la longitud que se referencia en su nombre, por ejemplo el servicio PeriScope 15 cubría un diámetro de 30 pies. Entre más delgadas sean las capas que se perforan, la evaluación de las fallas se hace más importante, pues el pozo podría encontrarse con alguna de estas fallas. Además de esto, se mejora la evaluación de yacimientos compartimentalizados, pues la herramienta es capaz de localizar los topes y las bases de las capas fácilmente, lo que conlleva a mejorar la estimación del volumen de hidrocarburos en el lugar.

Figura 51: Esquematzación de la resolución de las distintas técnicas de obtención de datos.



Fuente: GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009 p. 34

7. CASOS DE ESTUDIO, CAMPO GIRASOL

Las técnicas de geonavegación no son nuevas en Suramérica, pues han sido utilizadas en países como Venezuela por más de 20 años, sin embargo en Colombia se ha desarrollado recientemente su aplicación en los últimos 7 u 8 años.

En Colombia dominan ampliamente los ambientes sedimentarios continentales fluviales, lo cual hace complejo la aplicación de la geonavegación, pues este tipo de ambientes tienden a generar pinchamientos de los canales de arenas (pinchout), generando cambios laterales y discontinuidades, lo cual condiciona la perforación. Es importante conocer los procesos sedimentarios y secuenciales de este tipo de ambientes.

7.1. AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Las rocas sedimentarias han sido depositadas a lo largo del tiempo en tres tipos de ambientes dominantes: Continental o terrestre, transicional (límite entre la tierra y el mar) y marino (el océano propiamente dicho). Cada uno de estos ambientes de primer orden tiene subdivisiones. En este caso, el ambiente sedimentario de primer orden de interés es el ambiente continental, que a su vez se divide en: Fluviales, desérticos, lacustres, glaciales y deltaicos.

7.1.1. Ambientes sedimentarios fluviales. También son conocidos como depósitos aluviales, abarcan un amplio espectro de sedimentos generados por las actividades de ríos, corrientes y procesos de flujo asociados a la gravedad. Hoy en día también se presentan este tipo de procesos, y los sedimentos provienen desde áreas desérticas hasta humedales y glaciares.

Aunque los sistemas aluviales pueden ser subclasificados de muchísimas maneras, los depósitos fluviales más antiguos pueden ser asignados en dos amplios grupos: Abanicos aluviales y ríos.

Estos tipos de ambientes podrían estar interrelacionados o sobrepuestos.⁶²

7.1.2. Ríos. Estos tipos de sistemas están principalmente regidos por la gravedad, la cual genera un movimiento de fluido pendiente abajo. Los principales factores que controlan la sedimentología fluvial según Schum & Lichty son: Tiempo, Relieve inicial, Geología (litología-estructura), Clima, Vegetación (tipo y densidad), relieve o volumen del sistema sobre el nivel de base, Hidrología, red de drenaje y morfología de la cuenca. Siendo las cuatro primeras las más importantes.

Los canales que generan este sistema han sido clasificados en tres tipos (rectos, braided y meandriiformes). Dependiendo del tipo de canal se podrán generar islas o barras dentro de ellos y este fenómeno está asociado a la sinuosidad los cuales promoverán la sedimentación de la carga en suspensión del río.

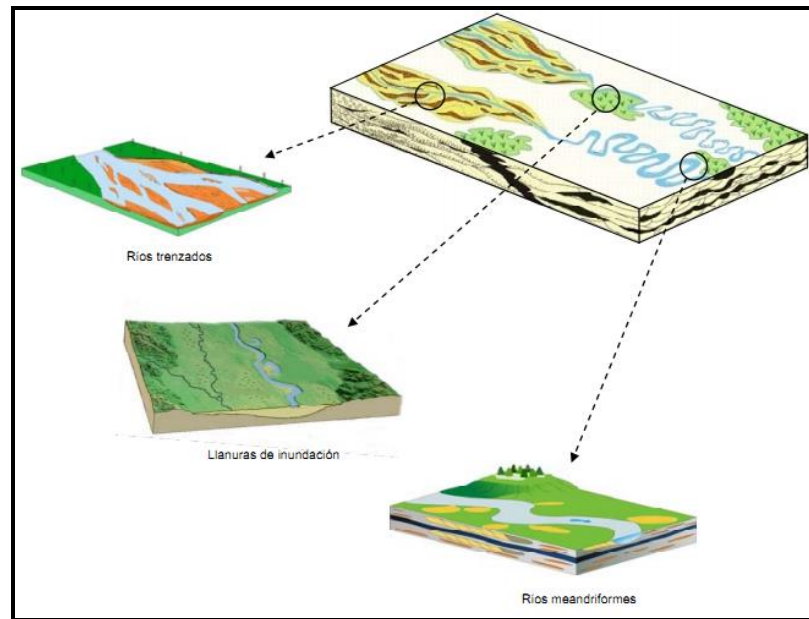
Según Alfredo Arche, dependiendo del tipo de carga grano grueso (arenas, gravas; transporte en fondo) y unidades de grano fino (limos y arcillas; transporte en suspensión) se formaran las distintas estructuras sedimentarias entre ellos:

- Microformas (cm-dm): ripples.
- Mesoformas (m-10m): dunas.
- Macroformas (10m-10km): barras, sandwaves, deltas.

Por lo general los sistemas fluviales resultan en secuencias donde se pueden encontrar discontinuidades y cambios en los tamaños de grano, partiendo del grano más fino al grano más grueso. La figura 52 muestra un esquema típico de depositación de un ambiente sedimentario fluvial.

⁶² BOGGS, Sam. Principles of sedimentology and stratigraphy. Cuarta edición. New Jersey: Prentice hall :2006.p 245

Figura 52: Esquema del modelo deposicional fluvial



Fuente: UIS, Escuela ingeniería de petróleos; ANH. Perforación de pozos tipo Slim hole en la cuenca Cauca-Patía con recuperación de núcleos y toma de registros. Diciembre 2011

7.1.3. Abanicos aluviales. Se pueden identificar por su estructura en forma de un segmento de cono y exhibir un perfil de sección cónica convexo hacia arriba. Además se pueden observar pendientes bastante empinadas y sedimentos por lo general pobremente seleccionados que incluyen detritos abundantes de tamaño grava. Se ubican en zonas de alto relieve donde el suministro de sedimentos es abundante. A medida que el flujo emerge desde los canales confinados en una montaña frente al abanico, estos tienen la posibilidad de expandirse y el agua podría infiltrarse en el abanico, de esta manera el poder de arrastre de la corriente es disminuido y se produce la deposición.⁶³

Como ya se dijo anteriormente, los abanicos aluviales tienen forma cónica arqueada, con ramificaciones distribuidas en los canales. Por lo general un abanico aluvial se puede dividir en tres zonas: La cabecera del abanico, que se caracteriza por una granulometría gruesa, el cuerpo del abanico, que cuenta con facies conglomeráticas con cierto grado de selección, finalmente el pie del abanico se caracteriza por tener granulometría fina y canales definidos, donde

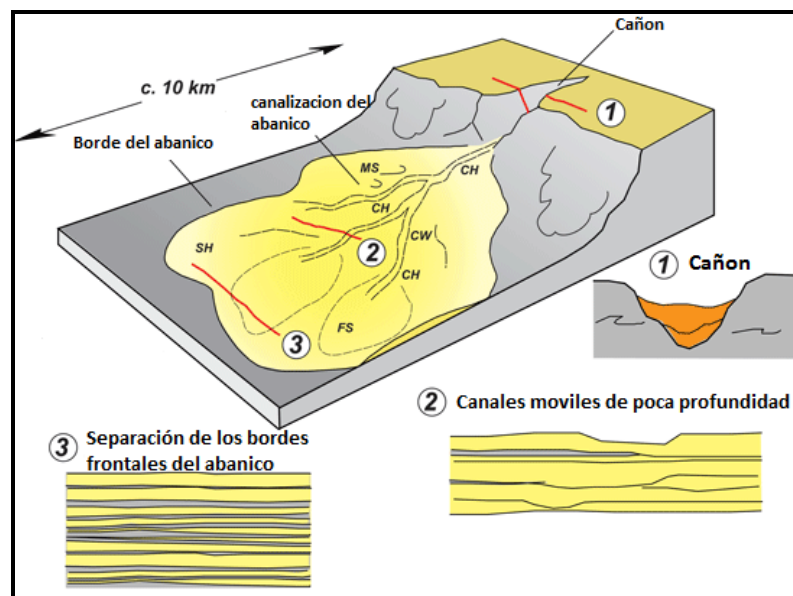
⁶³ BOGGS, op.cit,p.246

las facies predominantes son arenosas y lutíticas con alguna intercalación, sin embargo también se pueden encontrar materiales terrígenos más finos que intercalan algunos lentejones de materiales granulométricos más gruesos.⁶⁴

Los canales diferenciales de flujo podrían variar fácilmente en este tipo de ambientes sedimentarios en función de un evento unitario o un conjunto de episodios múltiples, que se ven reflejados en la variación vertical de granulometrías, las variaciones unitarias de espesor y por cambios en la dirección y sentido de las paleocorrientes principales.⁶⁵

Una vez estudiados los procesos de sedimentación y habiendo construido las columnas estratigráficas se pueden usar criterios de variaciones laterales y variaciones verticales encontrados en la literatura para identificar las tendencias sedimentarias basándose y haciendo énfasis en las estructuras sedimentaria primarias, además de que se podrán identificar los efectos en los límites superiores de las secuencias.

Figura 53: Modelo deposicional abanico aluvial



Fuente: SEMP, Stratigraphy web. Ross Formation - Upper Carboniferous Deepwater Sediments; Ross Sandstone Formation Depositional Elements.

⁶⁴ ARCHE, Alfredo. Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid. Vol. 1. 1992. P. 143

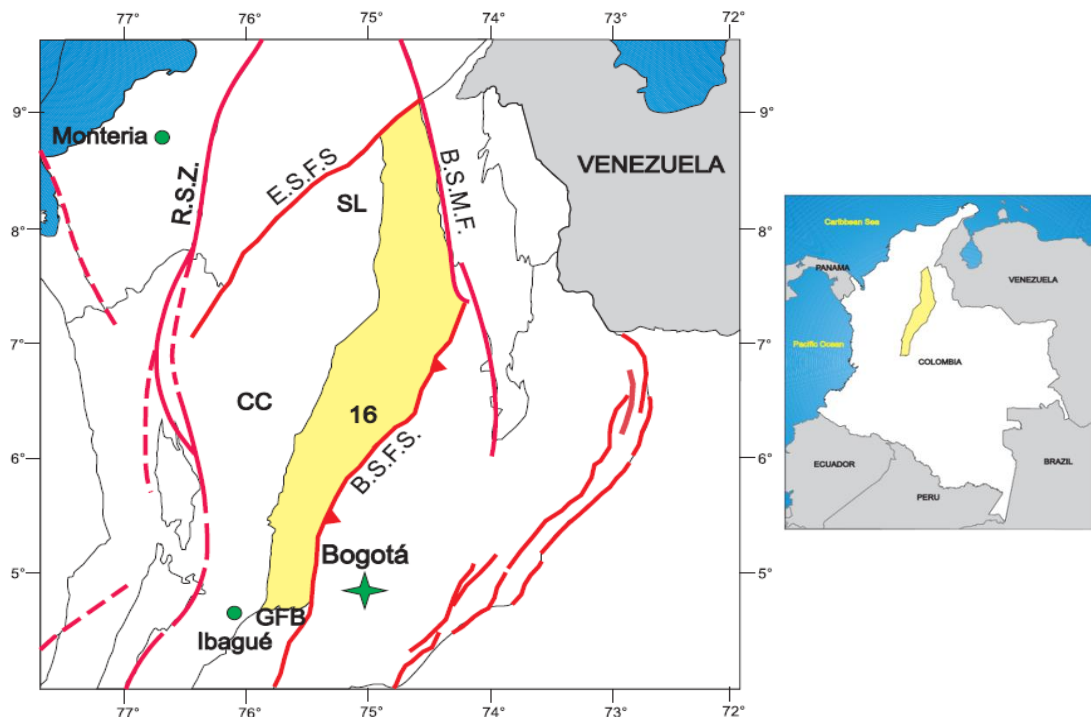
⁶⁵ ARCHE, op.cit,p. 143

7.2. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

Su desarrollo estructural se dio en distintas épocas geológicas, se cree que está relacionado con eventos tectónicos que ocurrieron en la placa sudamericana durante los periodos Triásico tardío, cretáceo medio, Paleógeno temprano y Neógeno medio. La cuenca está ubicada en la parte media del río Magdalena y limita al sur y al norte con las fallas del Espíritu Santo y Girardot respectivamente. Por el noreste se puede encontrar la falla Bucaramanga-Santa Marta y al sureste delimitado por el sistema de fallas de la Salina y Bituima. En la región del oeste se puede encontrar la parte occidental de la cuenca del neógeno que llena la serranía de San Lucas y el basamento de La cordillera Central.⁶⁶

A continuación se presenta la descripción de la cuenca del magdalena medio la cual fue estudiada y elaborada por la ANH.

Figura 54: Ubicación de la cuenca del valle medio del Magdalena



Fuente: ANH. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Bogota, Colombia. 2007. p. 45

⁶⁶ ANH. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Bogota, Colombia. 2007. p. 45

7.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

Tipo de Cuenca	Polihistorica, Antepais fracturado / Apertura de rift
Area	34000 Km ² /7900000 acres
Pozos exploratorios	296
Descubrimientos de campos petroleros	41
Reservas de aceite descubiertas	1900MMBO
Reservas de gas descubiertas	2,5 GCF

Se encuentra ubicada entre la cordillera central y la cordillera oriental en la región andina. El proceso exploratorio ha estado orientado principalmente hacia la identificación de las trampas estructurales en las secuencias del paleógeno. Sin embargo las trampas estratigráficas no han sido estudiadas adecuadamente. Los datos de los procesos de depositación muestran una sucesión de depósitos jurásicos continentales sobrepuestos por sedimentos del cretáceo, tanto calcáreos como siliclasticos que provienen de ambientes sedimentarios transicionales y marinos.⁶⁷

Las secuencias del paleógeno están compuestas en su mayoría por rocas siliciclásticas, y fueron depositadas bajo condiciones continentales, ambientes sedimentarios de ríos, que en algún punto tuvieron influencia marina. Las fases de deformación más importante que están presentes en la cuenca son: Thrusting⁶⁸, rifting⁶⁹ y wrenching⁷⁰, y son responsables de todos los tipos y geometrías de trampas.

⁶⁷ ANH, op.cit,p. 78

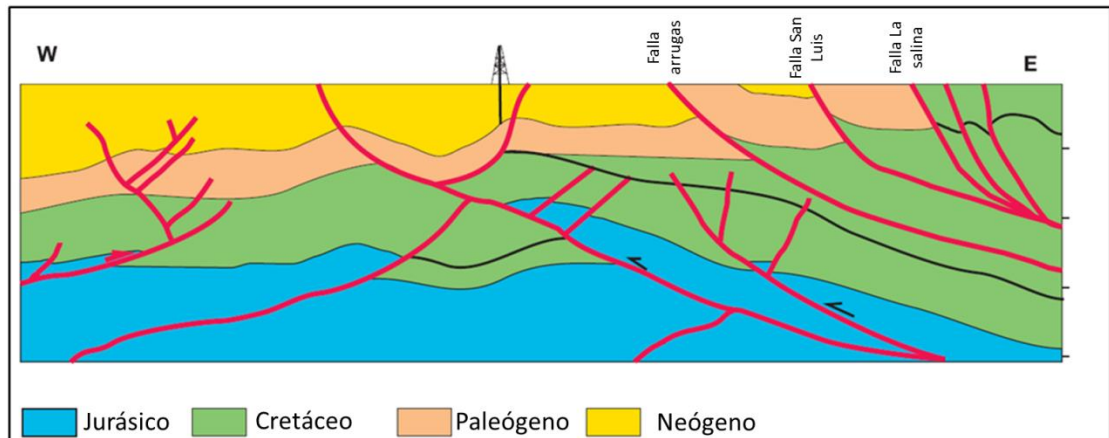
⁶⁸ Falla de corrimiento: Un tipo de falla inversa en la que el plano de falla exhibe un echado muy somero, habitualmente de menos de 45°.

⁶⁹ Zanja de hundimiento: Región en la cual la corteza terrestre se está separando, formando fallas directas y áreas deprimidas o de subsidencia.

⁷⁰ Falla de desgarre: Un tipo de falla de desplazamiento de rumbo en la que la superficie de falla es vertical, y los bloques de fallas se desplazan lateralmente, unos respecto de otros.

Entre las rocas fuente de los hidrocarburos se pueden encontrar las lutitas y las calizas de la formación La Luna y La formación Simiti-Tablazo, la deposición de la materia orgánica tuvieron lugar en dos eventos anoxicos con repercusiones en todo el mundo.

Figura 55: Corte transversal de la cuenca del valle medio del magdalena.



Fuente: ANH. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Bogota, Colombia. 2007. p. 45

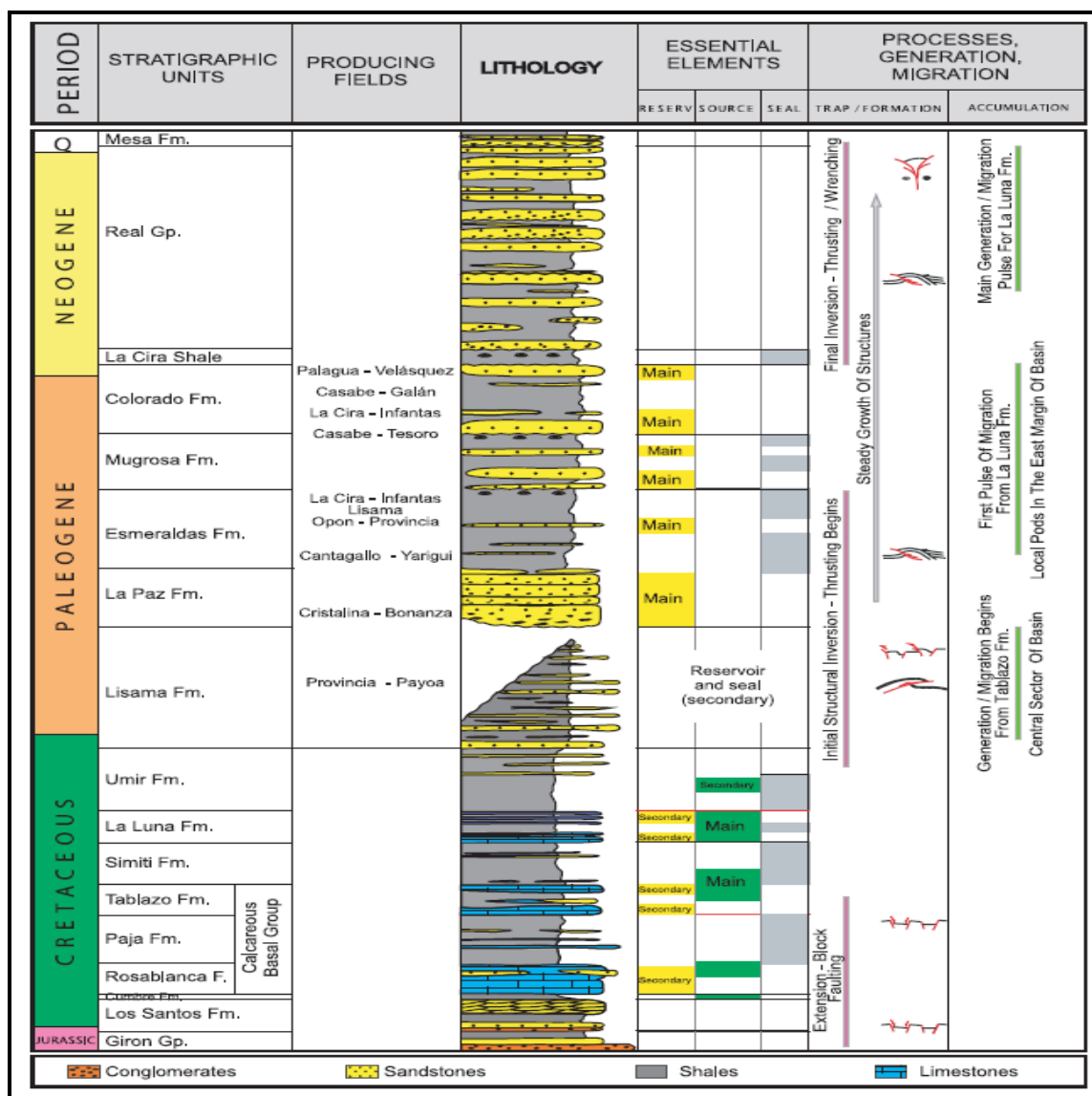
La disconformidad del eoceno separa el yacimiento primario de las rocas generadoras subyacentes, formando un sistema de migración ideal para los hidrocarburos.⁷¹

Por otro lado el 97% de las reservas probadas de aceite provienen de las areniscas continentales del paleógeno (paleógeno-mioceno) de las formaciones Lizama, Esmeralda, La Paz, Colorado y Mugrosa. Estas formaciones tienen porosidades promedios entre 15-20% y permeabilidades entre 20-600 md. Algunos yacimientos que han sido poco explorados son sistemas fracturados de calizas basales y la formación La Luna.

La roca sello para las areniscas del paleógeno están formadas de interestratificaciones de arcillolitas dúctiles no marinas principalmente pertenecientes a las formaciones Esmeralda y Colorado. Los sellos para yacimientos de calizas del cretáceo, son lutitas de ambientes marinos de la formación Simiti y Umir.

⁷¹ ANH, op.cit,p.80

Figura 56: Columna estratigráfica de la cuenca del valle medio del magdalena



Fuente: ANH. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Bogota, Colombia. 2007. p. 79

Las trampas más comunes en esta zona se dan por:

- Estructuras anticlinales asociadas a fallas inversas y normales reactivadas por la tectónica andina.
- Pliegues extensos que involucran grandes espesores de la roca, asociados a fallas.
- Las variaciones laterales de facies o la presencia de fallas en la secuencia cenozoica, se pueden asociar con barreras de permeabilidad.
- Cierres dependientes de fallas.
- Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

La figura 56 ilustra la columna estratigráfica de la cuenca del valle del Magdalena medio.

7.4. CAMPO GIRASOL.

El campo girasol se ubica en el valle medio del Magdalena, es operado por Mansarovar Energy Colombia, el campo se localiza al oeste del municipio de Puerto Boyacá, al sur de la localidad de Puerto Serviez, haciendo parte del bloque "B" del contrato de asociación Nare, correspondiente al suroeste de la cuenca del valle medio del Magdalena. Al oeste limita con la falla Corcona, y al este con la falla Girasol.⁷²

La estructura general es un monoclinal con dirección SW-NE que tiene un buzamiento de 3° hacia el sureste. La tectónica está constituida por un sistema de fallas de rumbo y normales con dirección NW-SE de carácter transtensivo que permiten el entrapamiento del crudo como por ejemplo las fallas Velasquez-Palagua, Girasol y Chicala.⁷³

La distribución estratigráfica observada muestra una serie de intercalaciones de areniscas y lutitas (continentales) del terciario superior, que se superponen a un basamento metamórfico-ígneo del periodo preterciario.

El campo está compuesto por tres secuencias someras de sedimentos depositados en ambientes de canales de ríos trenzados y meandriformes, localizados entre 1100 a 1600 ft TVD en el subsuelo. Los yacimientos principales son cinco arenas someras sin consolidar, variando sus espesores entre 15-35 ft, estas arenas corresponden al grupo Chuspas.

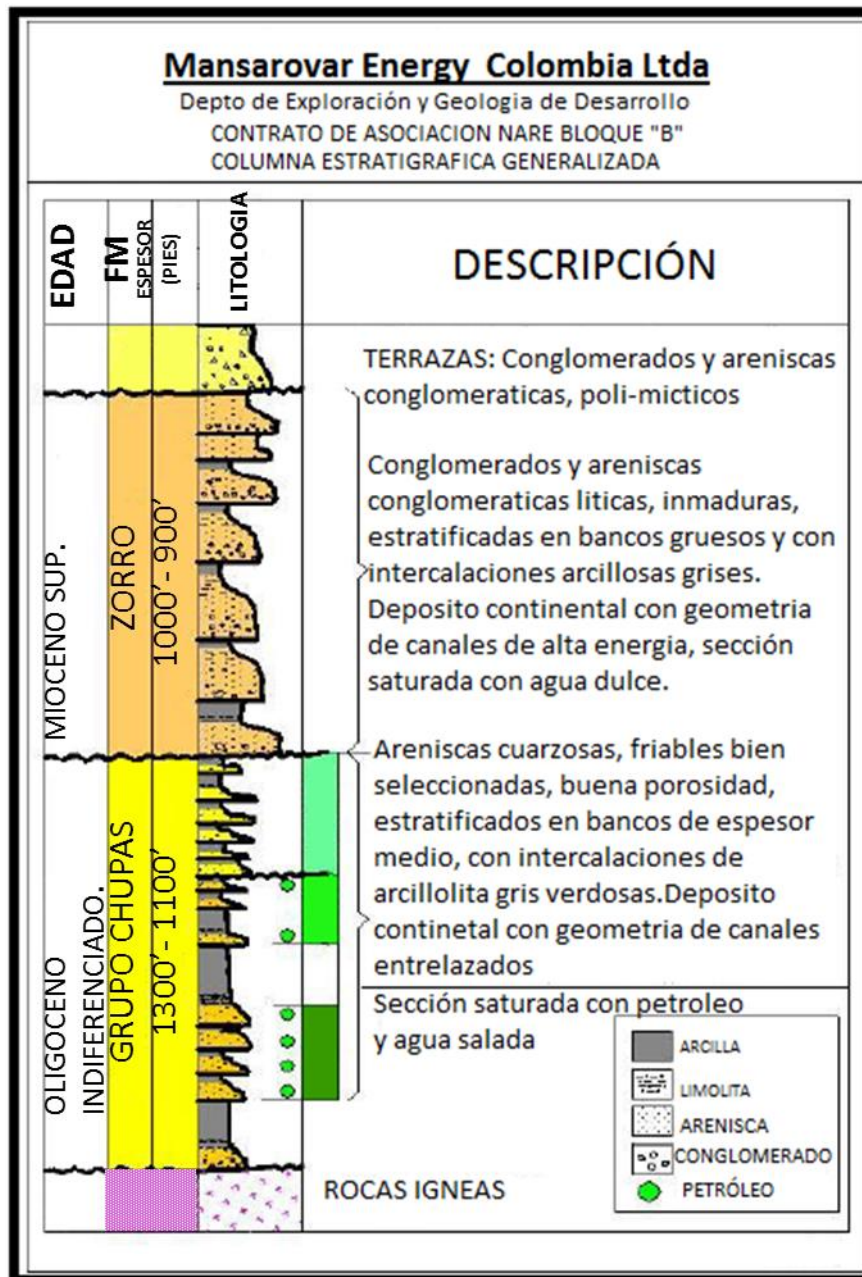
La figura 57, muestra la columna estratigráfica del campo Girasol.

⁷² CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolas. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

⁷³ FULA, Herman; RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado. 2013. P 123.

Los canales de arenas de interés para el proyecto, los cuales manifestaron presencia de hidrocarburos en los pozos monitor 5 y monitor 13, son la arena 9 hasta la arena 13, siendo la arena 13 la más somera y la arena 9 la más profunda.

Figura 57: Columna estratigráfica del campo Girasol



Fuente: FULA, Herman; RODRIGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del campo Girasol utilizando un modelo multifasico para evaluar la variación de la producción.

Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado. 2013. P 125

- **Plan de desarrollo del campo.**

El plan de desarrollo del campo incluía desde su primera etapa de ejecución la aplicación de estimulación cíclica de vapor con pozos horizontales. El proyecto piloto consistió en perforar dos pozos horizontales y dos pozos multilaterales, siendo los horizontales los de mejores resultados. La longitud total de la sección horizontal del pozo fue de 1690 ft, 90 ft más de lo que se había planeado originalmente, se ubicó exitosamente a lo largo del objetivo, que tenía un espesor de 18ft, se alcanzaron tasas de perforación de 1100 ft/hr.

Después de evaluar los resultados del proyecto piloto, Mansarovar decidió confirmar el desarrollo del campo girasol por medio de pozos horizontales. El proyecto requería la perforación de una serie de pozos laterales horizontales espaciados 490ft aproximadamente a lo largo del campo. La estrategia de desarrollo incluye 9 pozos horizontales por pad⁷⁴: nominalmente tres pozos uno arriba del otro y en tres diferentes posiciones. Cada pad en superficie tiene tres conjuntos de pozo en fila dispuestos verticalmente para drenar tres arenas objetivos.⁷⁵

A continuación se presentan dos ejemplos disponibles en la literatura:

7.4.1. Ejemplo campo Girasol 1. Este pozo fue perforado en la arena 10 la cual estaba localizada en el grupo Chuspas, aproximadamente a unos 1460 ft TVD. Este pozo se utilizaría más adelante para implementar la estimulación cíclica de vapor, lo cual requería características especiales asociadas a este método de recobro. Por ejemplo los estudios han demostrado que la máxima producción de aceite por estimulación cíclica con vapor se alcanza usando pozos horizontales cuando los pozos son ubicados cerca del fondo del yacimiento, a mayor contacto con la formación productora se obtendrá mayor producción, las formaciones con mayores resistividades, tienden a tener mayor permeabilidad (arenas limpias), las trayectorias agresivas pueden poner en riesgo la integridad del completamiento del pozo. Por lo anterior, se trazaron los

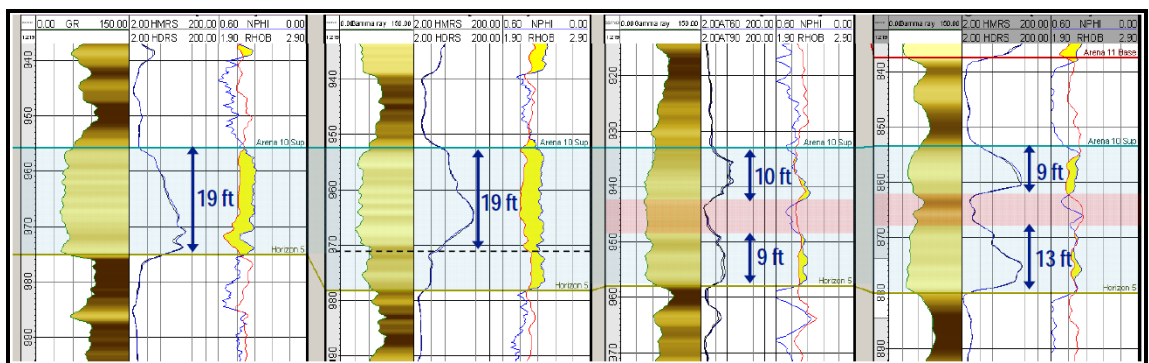
⁷⁴ Locaciones de perforación temporales, usualmente construidas con materiales locales, después de la perforación, la mayoría de estas son removidas.

⁷⁵ CUADROS; OSSA, op.cit,p.1

siguientes objetivos en la operación de geonavegación y aterrizaje del pozo, para cumplir con las demandas del proyecto:⁷⁶

- Perforar una sección lateral de 2082 ft en el intervalo productor de la arena 10.
- Ubicar el pozo en el intervalo de mayor resistividad, tan cerca como sea posible a la arcilla o límite de resistividad del fondo.
- Evitar los altos DLS que puedan poner el completamiento del pozo en riesgo.

Figura 58: Registros de pozos correlación, ejemplo Girasol 1



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Después de fijarse los objetivos, se analizaron los datos de sísmica (útil para detectar características a gran escala) y los pozos de correlación, para tener una idea de los cambios laterales de las facies de las que se esperaban. Esto se hizo mediante la correlación de los registros de resistividad, neutrón, density y gamma ray de pozos verticales.

Gracias a esta correlación se pudo determinar que existía la presencia de un intervalo delgado de baja resistividad, el cual dividía la arena 10 en dos lóbulos de arena limpia. Como se observa en la figura 58, en el primer pozo los registros density y neutron se están sobreponiendo, y están sombreados con color amarillo, además el gamma ray tiene un valor aproximado de 40 API y se puede observar que los valores de resistividad son elevados lo cual es un indicativo, de que ese intervalo es una arena limpia con un espesor de alrededor 19 pies; en el tercer pozo se puede observar un cambio en la

⁷⁶ CUADROS; OSSA, op.cit,p.7

continuidad del estrato, el valor del gamma ray disminuye y la superposición de los registros density y neutrón ya no es tan clara, sumando a esto que la resistividad en la mitad del intervalo es mucho menor. Todo esto lleva a inferir la presencia de una intercalación de arcilla, lo cual es normal en un ambiente de canales meandriformes, y afecta directamente el espesor de la arena objetivo, teniendo ahora un intervalo de arenas de 9 pies, seguido por un intervalo de arcillas, y nuevamente un intervalo de arenas de 13 pies, lo anterior se confirma en el pozo vertical número 4.

Claramente esto generaría una disminución de la productividad del pozo, y también existía el riesgo de que el pozo fuera ubicado en el intervalo arcilloso de características pobres (baja permeabilidad). Además gracias a la información proporcionada por los pozos de correlación el buzamiento de la arena 10 era aproximadamente -2,8 grados, es decir 2,8 grados en dirección opuesta al pozo.

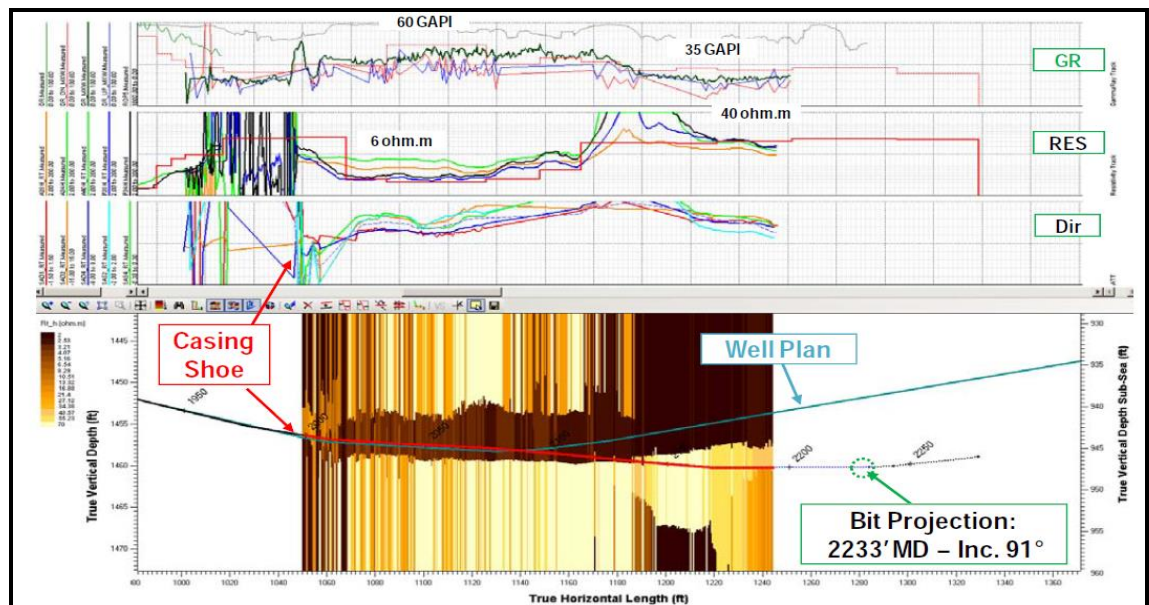
La siguiente decisión que se tomo fue el punto de aterrizaje del pozo, pues era muy posible la aparición de un intervalo arcilloso en la mitad de la arena 10, por lo cual se decidió aterrizar el pozo en el mismo intervalo y no en la arcilla tope como se había planeado. El pozo fue aterrizado en el intervalo arcilloso dentro de la arena 10 con una inclinación de 88° , para después empezar a navegar en el lóbulo de arena inferior que se esperaba según los pozos de correlación.

Inmediatamente después de un aterrizaje exitoso, se ajustó el modelo geológico y se actualizó el plan del pozo. El plan pretendía lograr una inclinación de 92,8 grados con un DLS máximo de 6 grados/100 ft, sin embargo este plan estaría sujeto a cambios, y dependería de la información que se obtuviese después de salir de la sección del casing, con la herramienta LWD cuando se perfore la sección horizontal.

Tan pronto como se inició la sección horizontal y se empezó a registrar la formación por fuera del casing, las herramientas LWD registraron un gamma ray de 50 API y una resistividad de 10 OHM lo cual corroboraba que se estaba

en el intervalo arcilloso. La herramienta electromagnética que se utilizaba para encontrar los contrastes de resistividad DTB (distance Thickness bed) confirmó la presencia de una zona de alta resistividad 2 pies por debajo del intervalo arcilloso en el que se aterrizó el pozo, esta zona correspondía al lóbulo inferior de arena, el cual tenía un buzamiento menor que el esperado. Como el plan estaba basado en un buzamiento de -2,8 grados, y asumía que no había presencia de intervalo arcilloso, se proyectó la ubicación de la broca respecto a la MD y se modificó el modelo geológico junto con el plan. Entonces se decidió ajustar la inclinación a 89 grados hasta que entrara en las arenas más limpias.⁷⁷

Figura 59: Cambio de trayectoria del pozo



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

La figura 59 muestra el cambio que sufrió la trayectoria del pozo, y muestra la proyección de la broca en los primero 233 ft después de zapato del casing.

Cuando se atraviesa el tope de la arena de interés, la herramienta DTB, puede calcular el buzamiento, que es aproximadamente -2,5 grados, como se dijo anteriormente, el buzamiento del intervalo de interés era menor a lo esperado por lo tanto se dio la necesidad de aumentar lentamente la inclinación del pozo

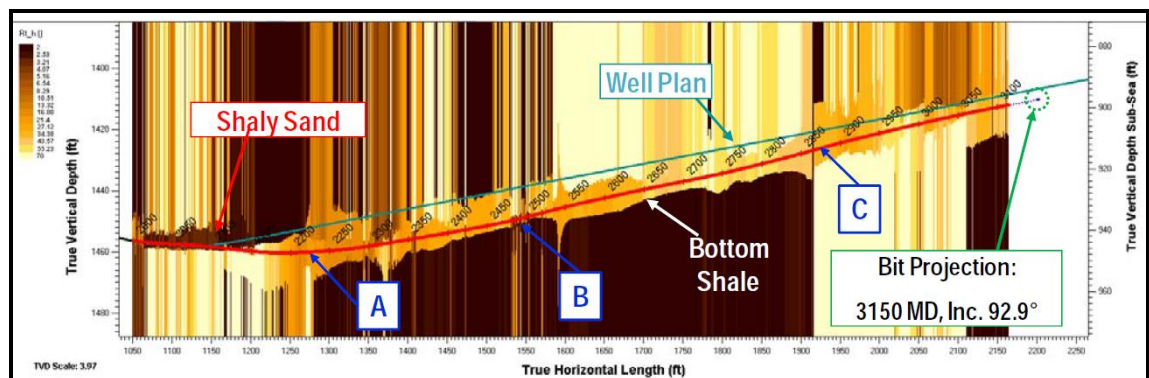
⁷⁷ CUADROS; OSSA, op.cit,p.8

hasta 91,5 para aproximarse a la arcilla base, y cumplir con uno de los objetivos planteados.

La figura 60 muestra el momento en el que la herramienta DTB detecta la arcilla del fondo en el punto A, aproximadamente a los 2220ft MD en el punto A, a partir de ese punto el software puede distinguirlo claramente y lo visualiza, entonces fue necesario seguir aumentando la inclinación del pozo de 92,5 hasta 93 grados, pues el objetivo era navegar lo más cercanamente posible a la arcilla del fondo y sub paralelamente.

Desde 2470 a 2850 ft MD en el punto B, se dio la necesidad de aumentar la inclinación del pozo a 93 grados, pues se estableció que el buzamiento de la capa era de – 3 grados.

Figura 60: Distinción de límites de baja resistividad.

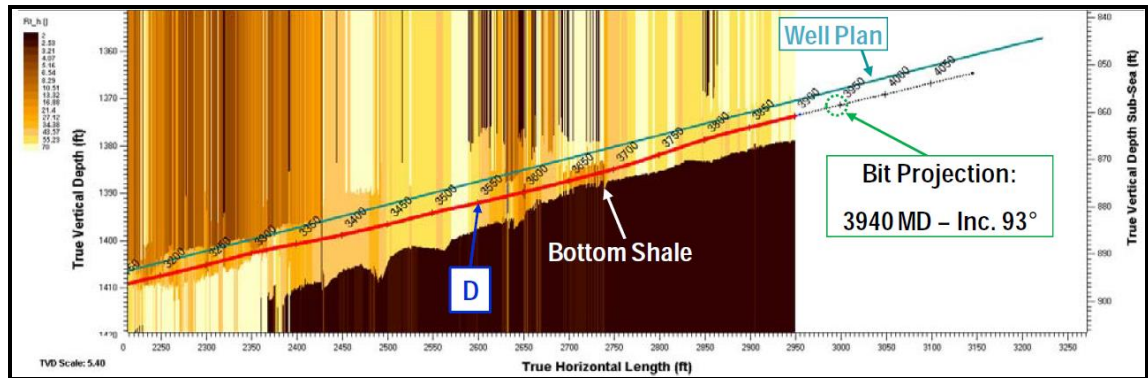


Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Aproximadamente a los 2850 ft MD en el punto C, la distancia del pozo a la arcilla incrementa rápidamente, y la herramienta no puede distinguirlo claramente, por esta razón se decidió empezar a disminuir la inclinación lentamente a 92,5 grados con el fin de “detectar” nuevamente la arcilla del fondo y ubicar el pozo lo más cercanamente posible a esta. Después de ubicar el pozo a 6 pies de la arcilla fondo, se tomó la decisión de reestablecer la inclinación anterior 93 grados, a los 3550 ft MD en el punto D de la figura 61, para continuar de forma subparalela a la arcilla del fondo.⁷⁸

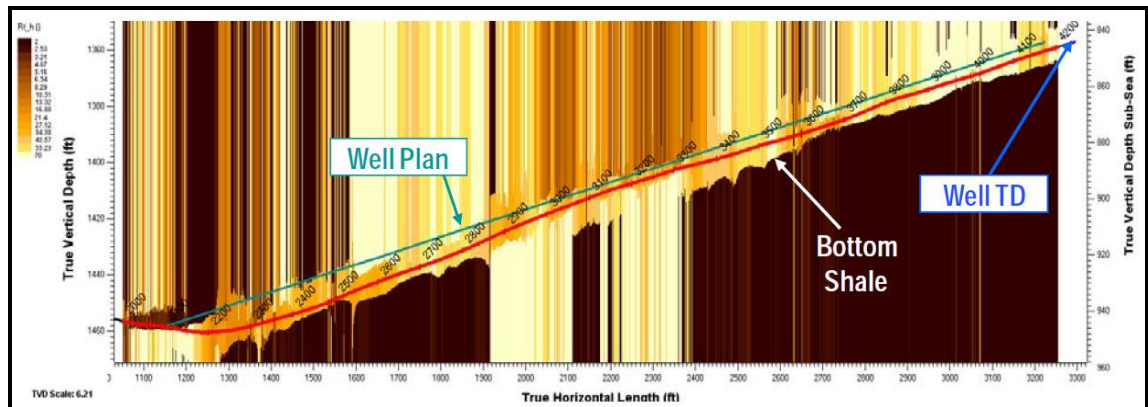
⁷⁸ CUADROS; OSSA, op.cit,p.9

Figura 61: cambio de buzamiento para perforar subparalelamente a la arcilla



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Figura 62: profundidad total (TD) del pozo

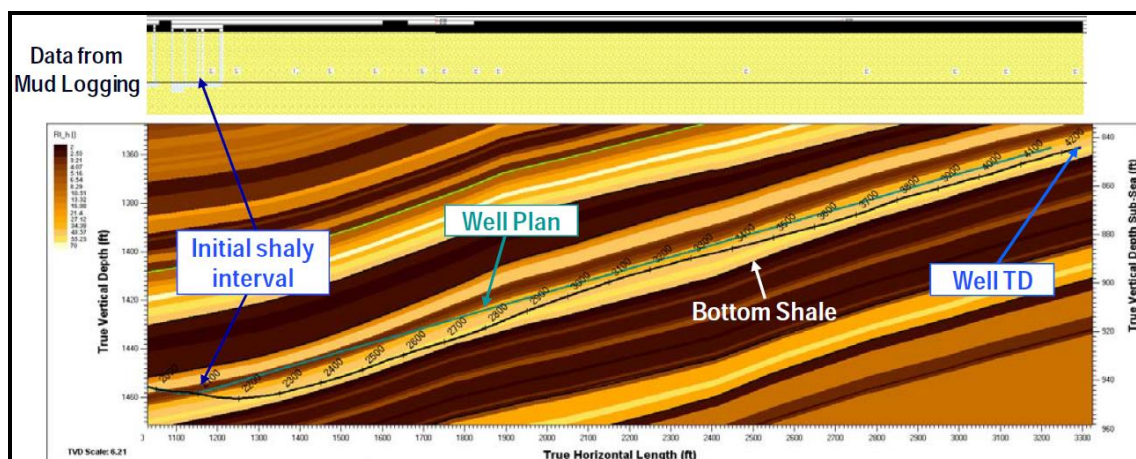


Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

La profundidad total del pozo (TD) fue alcanzada a los 4244 ft MD, en los últimos 500 ft se presentaron muy pocas variaciones en el buzamiento de la formación, por esta razón la inclinación del pozo se mantuvo prácticamente constante. Como se aprecia en la figura 62.

Para corroborar el modelo de geonavegación que se construye a medida que se perfora el pozo, se usan los registros de lodo, figura 63, donde un mud logger revisa los recortes de perforación que provienen del pozo y los correlaciona con la información que las herramientas MWD y LWD entregan.

Figura 63: Correlación de registros con los datos provenientes del mud logging



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Los resultados de este pozo fueron:

Se perforo una sección horizontal de 2247 ft MD ubicada totalmente en la arena 10. En total se ubicaron 2157 ft en arenas limpias, es decir en el espesor neto, lo cual resulto en que el 96% del pozo fue ubicado en la parte baja de la arena 10. La trayectoria del pozo siempre estuvo por debajo del plan como se observa en las figuras.⁷⁹

7.4.2. Ejemplo campo Girasol 2. Este pozo fue perforado en la arena 9 la cual estaba localizada en el grupo Chuspas, aproximadamente a unos 1600 ft TVD. El pozo se perforo con el fin de implementar la técnica de recobro mejorado de estimulación cíclica de vapor para aumentar la producción del campo. Los objetivos predefinidos para este pozo fueron:⁸⁰

- Perforar una sección lateral con una extensión de 1941 ft, y ubicarla totalmente en la arena objetivo 9.
- Ubicar el pozo en el intervalo de más alta resistividad, lo más cercanamente posible a la arcilla base del yacimiento.
- Evitar altos DLS que pudiesen poner en riesgo la integridad del completamiento del pozo.

⁷⁹ CUADROS; OSSA, op.cit,p.10

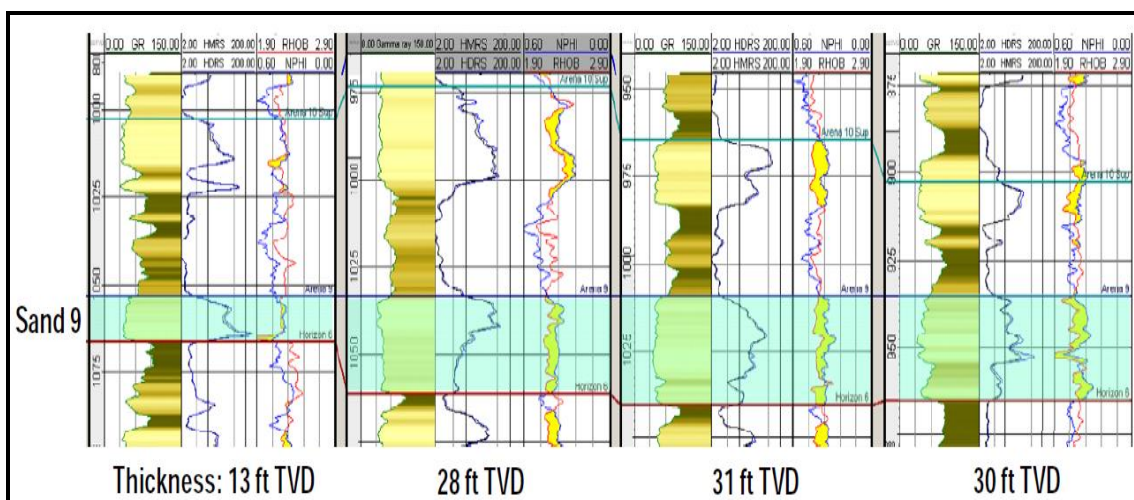
⁸⁰ CUADROS; OSSA, op.cit,p.10

Los pozos verticales de correlación mostraban un claro incremento del espesor de la arena 9 a lo largo de la sección horizontal además de mostrar cambios laterales significativos en las facies, esto fue fundamental para construir el modelo del yacimiento. Sin embargo también se utilizaron datos provenientes de un mapa estructural de la arena 9, del cual se calculó que el buzamiento esperado de la formación era aproximadamente de -2 grados (2 grados opuestos a la dirección del pozo).

En la figura 64 se puede observar el aumento del espesor, en el primer pozo se puede ver que existe una arena relativamente limpia, pues la lectura del gamma ray es aproximadamente de 40 API en la profundidad de interés, los registros de profundidad vertical y media permiten inferir que es una zona de alta resistividad, con contenido de hidrocarburos, finalmente los registros porosity density y porosity neutrón se superponen suavemente lo que permite suponer que evidentemente este intervalo es una arenisca. El espesor que muestra el registro para la arena 9 es aproximadamente 13 ft TVD.

El segundo pozo muestra que existe continuidad en la arena, pero claramente hay variaciones laterales en la arena, sin embargo el canal de arena se puede identificar y permite observar un aumento en el espesor neto de esta, alcanzando un valor de TVD de 28 ft. En el siguiente pozo el espesor neto de 31 ft TVD y en el último pozo de la imagen el espesor es de 30 ft TVD, en este último pozo se pueden observar cambios en la resistividad y en el gamma ray lo cual sugiere que existen variaciones laterales en el estrato, y que se podrán encontrar arenas más limpias unas que otras en el mismo intervalo.

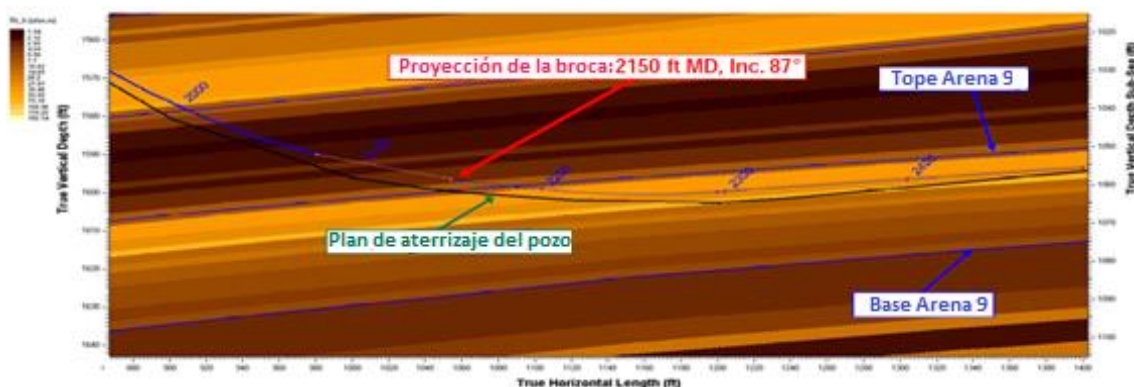
Figura 64: Registros de pozos correlación, ejemplo Girasol 2



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

El plan de aterrizaje del pozo que se muestra en la figura 65, incluía un DLS por encima de 6,9 grados/100ft y el BHA que utilizaba era muy similar al que utilizaron en el ejemplo del pozo anteriormente descrito. El pozo fue aterrizado como se había planeado, ubicando el zapato del casing en la arcilla del tope, con una inclinación de 87 grados y aproximadamente dos pies por encima de la arena objetivo.⁸¹

Figura 65: Plan de aterrizaje del pozo



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010.

Después del aterrizaje se actualizo el modelo geológico y se revisó el plan de la fase de navegación, con los datos adquiridos en la fase de aterrizaje. Se

⁸¹ CUADROS; OSSA, op.cit,p.11

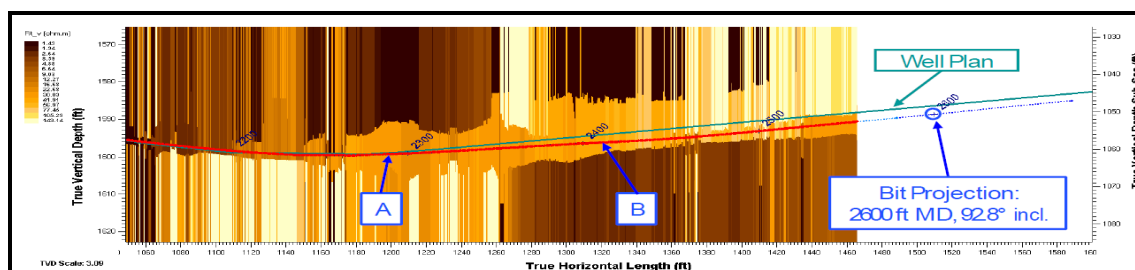
decidió ajustar el plan de navegación, disponiéndose a alcanzar 92,3 grados y mantener esa inclinación hasta que se alcance la profundidad total del pozo con máximo DLS de 4,5 grados/100 ft.⁸²

Inicialmente se tomó la decisión de continuar con el plan del pozo mientras que se monitoreaba la inclinación dentro del casing. En el momento que la herramienta LWD saliera del zapato del casing, se analizaría la geometría del yacimiento y las propiedades petrofísicas para decidir si se requería una desviación del plan del pozo.

Los primeros 500 ft a partir del punto donde se ubicó el zapato del casing fueron perforados ligeramente por debajo del plan del pozo. Lo anterior se dio porque la herramienta de geoposicionamiento proactivo DTB mostraba intervalos no conductivos (de alta resistividad), es decir no se encontraba la arcilla base, y por este motivo, a los 2280 ft MD se decidió ubicar el pozo 3 pies por debajo del plan del pozo, figura 66, punto A.

A partir de los 2350 ft MD se detectó un estrato conductivo con un buzamiento aparente de aproximadamente 2,5 grados, el estrato se ubicaba por debajo del pozo. De esta manera a los 2410 ft MD se decidió ajustar la inclinación de la broca en un valor entre 92,5 y 93 grados figura 66, punto B. Esto último con el fin de levantar la trayectoria del pozo y evitar una entrada inesperada en el estrato arcilloso.⁸³

Figura 66: cambio de inclinación de la broca



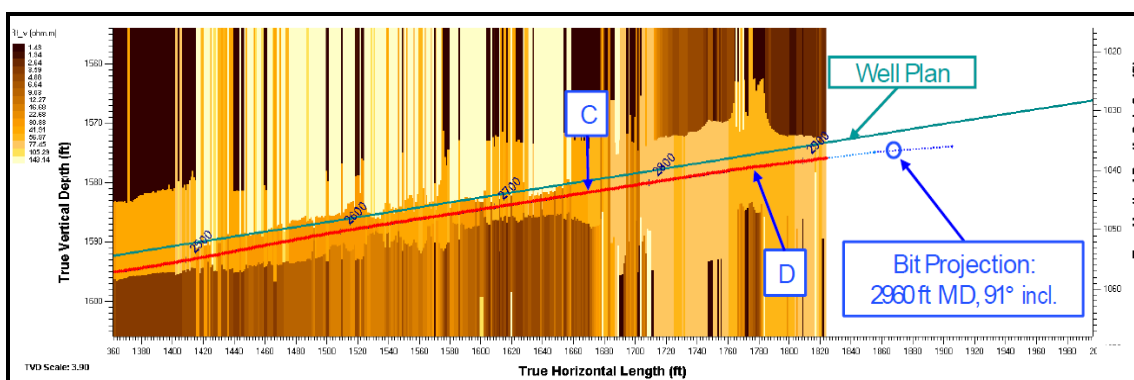
Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

⁸² CUADROS; OSSA, op.cit,p.11

⁸³ CUADROS; OSSA, op.cit,p.11

A los 2750 ft MD, la herramienta de modelaje interactivo mostraba que el estrato conductivo que se encontraba debajo del pozo desapareció como se puede apreciar en la figura 67, punto C, esto confirmaba lo que se veía venir en los pozos correlación, la presencia de facies laterales, y el aumento del espesor del estrato. A partir de los 2800 ft MD se detectó un estrato conductivo por encima de la trayectoria del pozo Figura 67, punto D. Por esta razón se decidió disminuir la inclinación del pozo entre 90,5 – 91 grados, para evitar que el pozo saliera del yacimiento y se ubicara en una zona no productiva. Esta inclinación se mantuvo hasta que se posicionara el pozo lo más cercanamente posible a la arcilla de fondo.⁸⁴

Figura 67: Desaparición del límite de capas



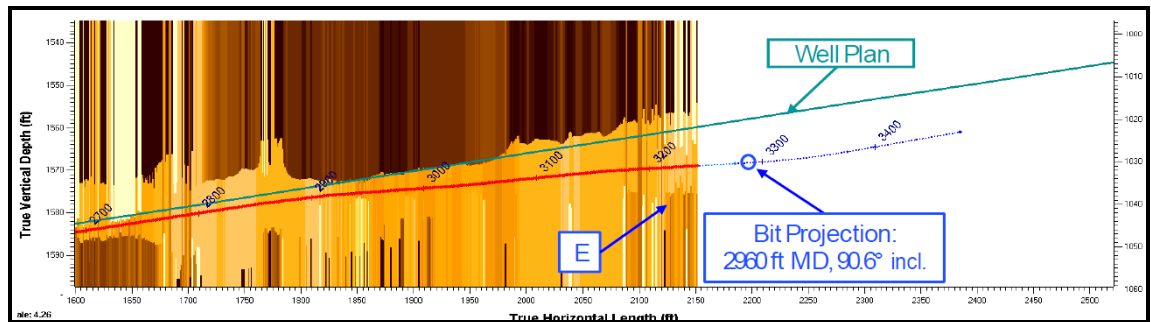
Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Desde los 3220 ft MD la herramienta de detección de límites a distancia en el punto E de la figura 68, empezó a detectar y mostrar un límite conductivo justo por debajo de la trayectoria planeada para el pozo, por esta razón se tomó la decisión de incrementar la inclinación de la broca entre 91,5 - 92 grados a partir de los 2960 ft MD, en la figura 68 se puede observar la proyección del pozo a los 2960 ft MD y la nueva trayectoria del pozo a partir del cambio en la inclinación de este.⁸⁵

⁸⁴ CUADROS; OSSA, op.cit,p.11

⁸⁵ CUADROS; OSSA, op.cit,p.12

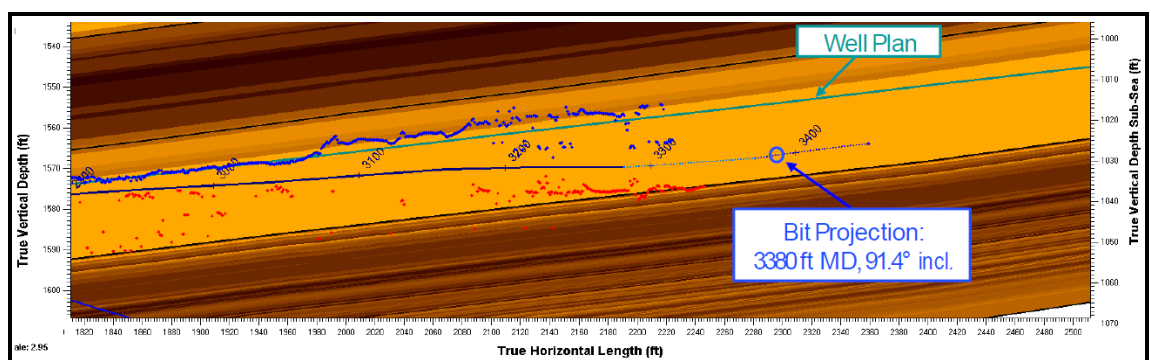
Figura 68: detección del límite inferior



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

El buzamiento aparente de la arcilla (capa conductiva) que se mapeaba por debajo de la arena objetivo era aproximadamente -1,5 grados (1,5 grados en dirección opuesta al pozo). A los 3320 ft MD la arcilla objetivo se encontraba 7 ft TVD por debajo de la trayectoria del pozo. Esto indicaba que el pozo tarde que temprano interceptaría la arcilla del fondo si se continuaba perforando con la inclinación actual de 91,4 grados como se muestra en la figura 69, debido al cambio sutil que presentó el buzamiento de la formación arcillosa base. Por lo anterior se tomó la decisión de que a los 3380 ft MD se cambiaría la inclinación de 91,4 a 92 grados con el fin de evitar una salida de los límites de la arena objetivo.⁸⁶

Figura 69: Captación de límites.



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010.

En la figura 69 los puntos azules que tienen cierta continuidad muestran la ubicación del límite de resistividad superior, por otro lado, en el momento que

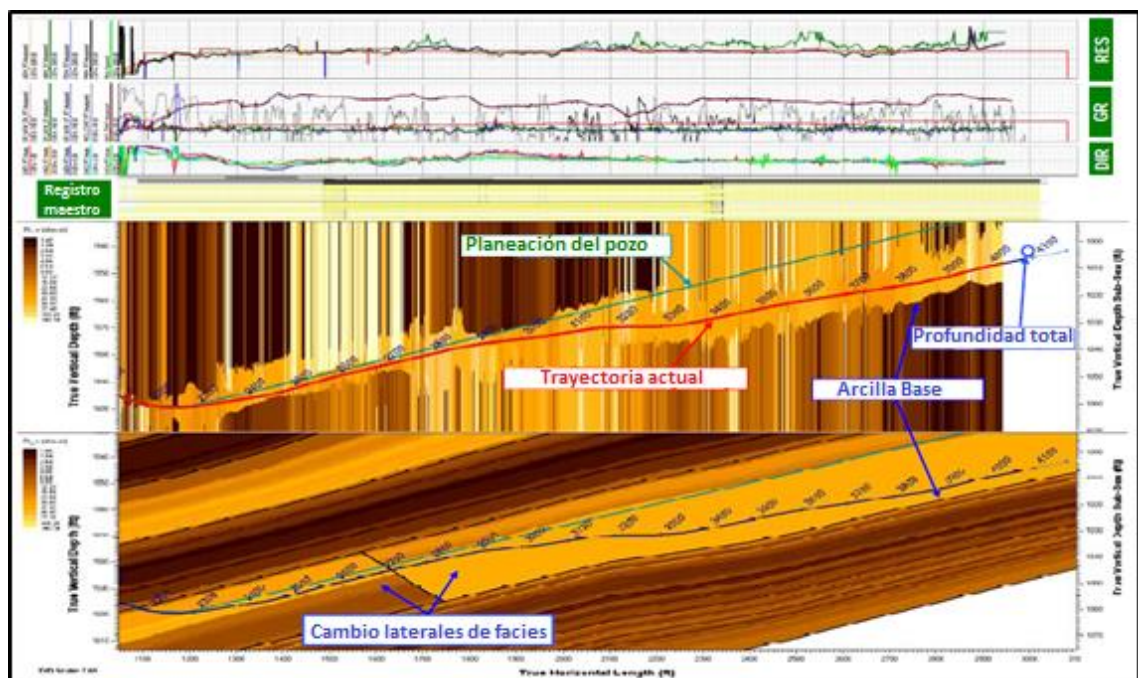
⁸⁶ CUADROS; OSSA, op.cit,p.12

los puntos de color rojo forman una línea continua indican que la herramienta está captando los contrastes de resistividad del límite de resistividad inferior. En los últimos 700 ft MD del pozo, se perforo con una inclinación que variaba desde 91,5 hasta 92 grados, esta ligera disminución en el buzamiento del pozo se realizó con el fin de que el pozo estuviese lo más cerca posible a la arcilla del fondo sin riesgo de que se interceptara en su trayectoria, pues la herramienta no detecto cambios bruscos de buzamiento en esa última sección del pozo. La profundidad total fue alcanzada a los 4081 ft MD con una inclinación de 91.91 grados como se muestra en la figura 70.⁸⁷

Los Resultados de este pozo fueron:

A los 1932 ft MD se inició a perforar la sección horizontal. En total se ubicaron 1894 ft dentro del espesor neto, lo cual resulto en que un 100% del pozo fue ubicado en la arena 9. El pozo siempre estuvo por debajo de la trayectoria que se había planeado, y lo más cercano posible a la arcilla de fondo, con el fin de mejorar el recobro de aceite.

Figura 70: Profundidad total del pozo.



Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

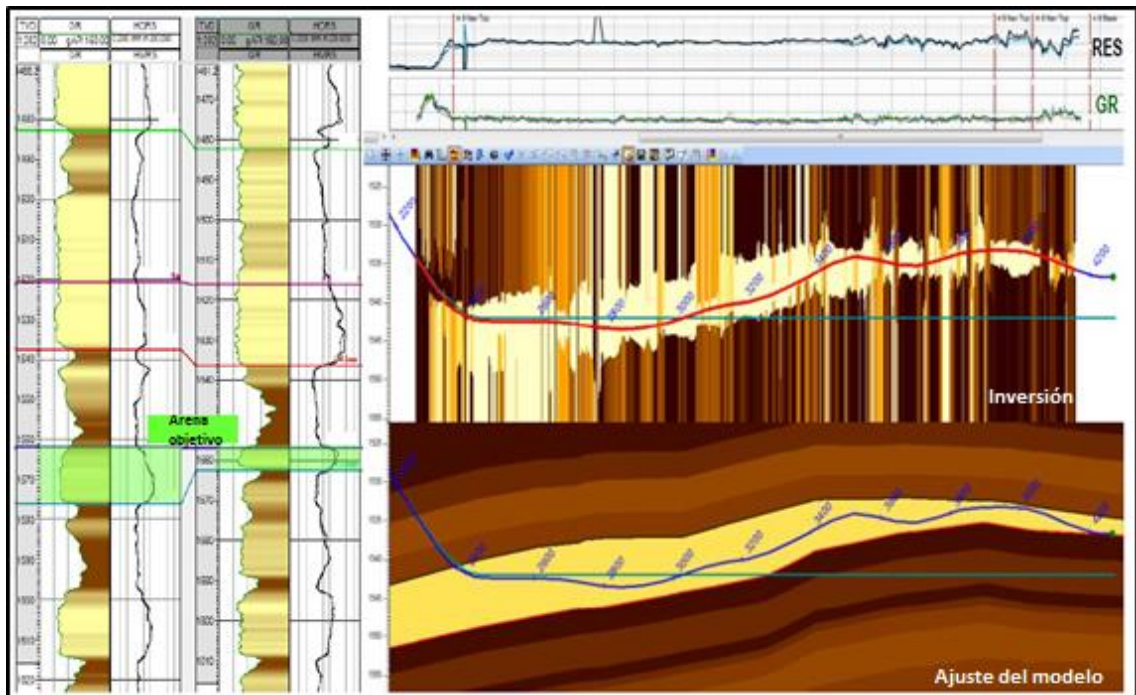
⁸⁷ CUADROS; OSSA, op.cit,p.12

7.5. CASOS ESPECIALES.

Anteriormente se describieron dos pozos geonavegados en el campo girasol, sin embargo el análisis de este pozo únicamente mostraba la toma de decisiones y la forma de ejecución. Es importante tener idea de los tres casos que requieren mayor cuidado a la hora de geonavegar de forma proactiva para poder reaccionar de forma adecuada.

7.5.1. Pinchamiento de arenas. En la siguiente figura 71 se puede apreciar como la identificación a distancia del buzamiento de la formación permite dirigir la trayectoria del pozo lejos de la base para evitar la salida de este del del yacimiento. También se observa la comparación entre el plan de la trayectoria del pozo y la trayectoria real del pozo, si no hubiese sido por las decisiones que se tomaron durante la operación, casi la mitad de la sección horizontal hubiese estado por fuera del intervalo de interés.

Figura 71: Pinchamiento de arenas.



Fuente: LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 2

En el lado izquierdo de la imagen, se observa la correlación de los pozos verticales, esto indicaba que el intervalo de arena se pincharía en la misma dirección de la trayectoria del pozo. Cuando se obtuvo la información de la formación en tiempo real esto se confirmó y se validó, pues la respuesta de las herramientas mostraba una reducción progresiva del espesor de 12 a 6 ft TVD durante la ejecución de los 1930 ft de la sección lateral.⁸⁸

7.5.2. Fallas Satélite. Los geofísicos utilizan la sísmica para describir la geometría y la arquitectura del yacimiento a grande escala, pues permite mapear miles de pies en el yacimiento, pero no puede detectar pequeños eventos geológicos. Por lo general, los yacimientos están limitados por grandes fallas regionales, lo cual hace muy posible que existan pequeñas fallas con pequeños planos de falla que podrían ser interceptadas por la trayectoria horizontal del pozo; sin embargo este proceso de identificación de fallas pequeñas se hace incluso más complejo en este tipo de ambientes deposicionales con canales de arenas podría requerir mediciones adicionales de alta resolución.⁸⁹

En la figura 72 se presenta un ejemplo de un pozo, el cual se está navegando prácticamente de forma subparalela a la estructura límite superior, la inversión de las herramientas LWD y MWD muestran una falla con un posible plano de falla de aproximadamente 10 ft acompañado por cambios bruscos de gamma ray y resistividad. Este tipo de fallas no es común encontrarlas durante la navegación de pozos, por esa razón fue inevitable que el pozo se ubicara en un estrato arcilloso; sin embargo de inmediato se tomó la decisión de disminuir la inclinación del pozo, para intentar detectar nuevamente el intervalo de alta resistividad (arena yacimiento) y volver nuevamente al intervalo objetivo, para completar la sección horizontal planteada y alcanzar la profundidad total planeada.

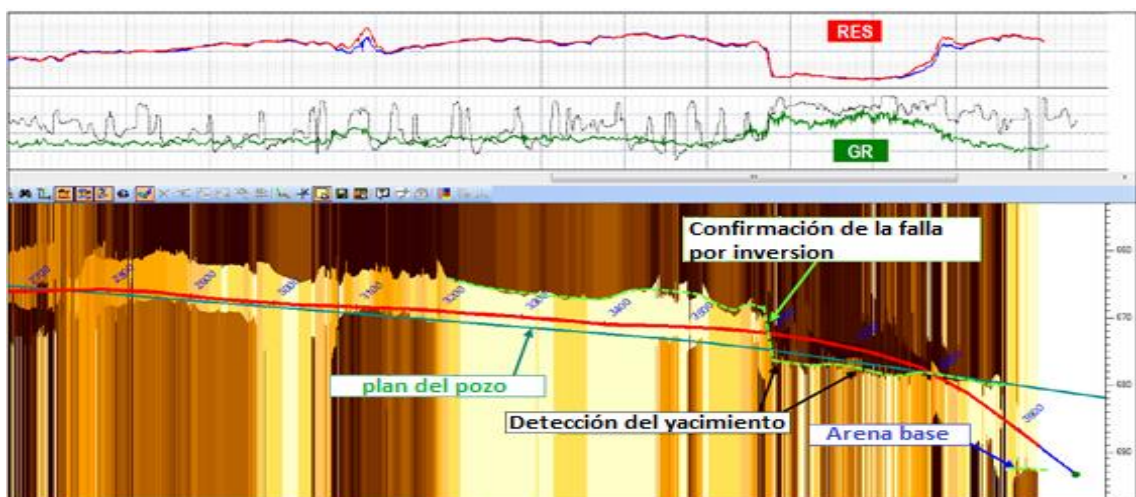
⁸⁸ LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 2

⁸⁹ LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D., op.cit,p.3.

7.5.3. Intercalaciones de arcillas. Es posible que los intervalos arenosos que se plantean como objetivo, no sean totalmente continuos y en un punto determinado presenten intervalos delgados de baja resistividad, es decir que exista la presencia de arenas más sucias que otras. Este tipo de intervalos deberían ser evitados mediante la toma de decisiones en tiempo real, pues representan zonas de baja permeabilidad y que podrían traducirse en problemas operacionales futuros, debido al incremento del contenido de arcillas en los estratos.⁹⁰

La figura 73 muestra un caso de un pozo horizontal en el que la propiedades del intervalo de arena se degradan gradualmente, tal y como lo muestran los registros de resistividad y gamma ray. La inversión en tiempo real permite identificar un estrato intermedio delgado de baja resistividad, la decisión que se tomo fue disminuir la inclinación para entrar al cuerpo de arena inferior ya que generalmente, las altas resistividades están localizadas hacia la base del yacimiento, una vez en el intervalo objetivo, se ajusta la trayectoria para navegar de forma casi paralela al buzamiento de la formación.

Figura 72: Fallas satélites.

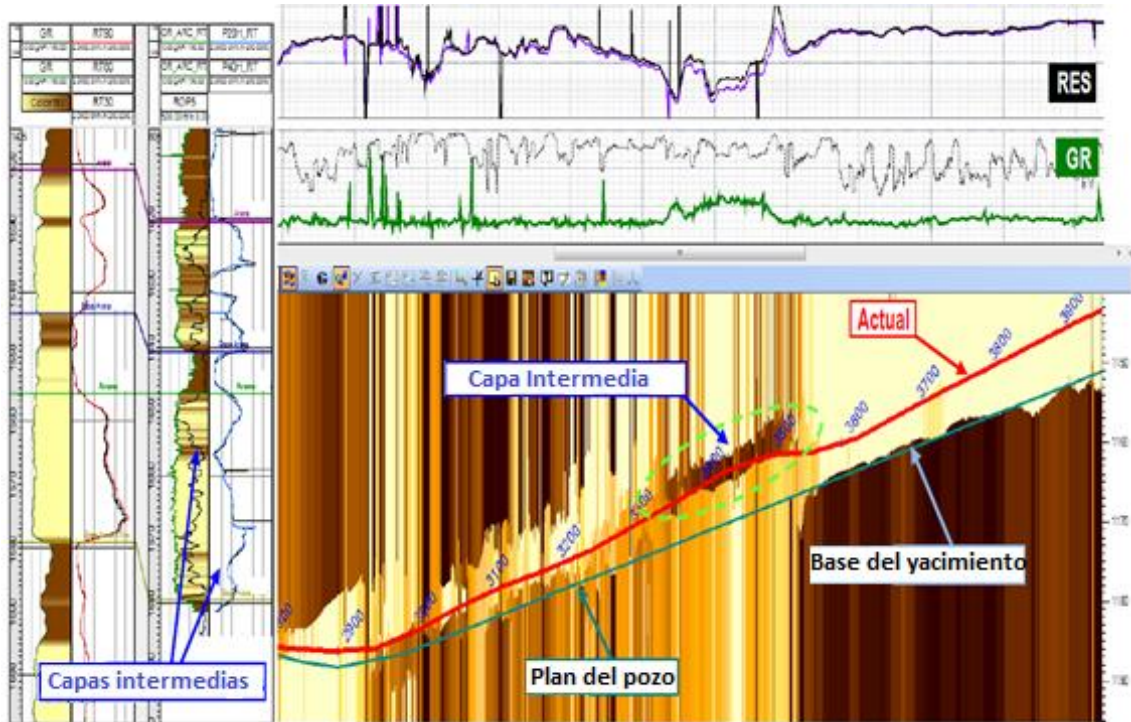


Fuente: LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 3

⁹⁰ LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D., op.cit,p.4.

Las capas internas de baja resistividad se pueden identificar de antemano usando los registros de los pozos de correlación.

Figura 73: Intercalaciones de arcillas.



Fuente: LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 4

8. ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS.

En este capítulo se resumen las características principales del proyecto que componían los casos de estudio presentados en el capítulo anterior. El buen entendimiento de estas características será indispensable para la construcción de la metodología, pues muchos de estas se pueden aplicar a cualquier tipo de proyecto de geonavegación.

8.1. SARTA DE PERFORACIÓN.

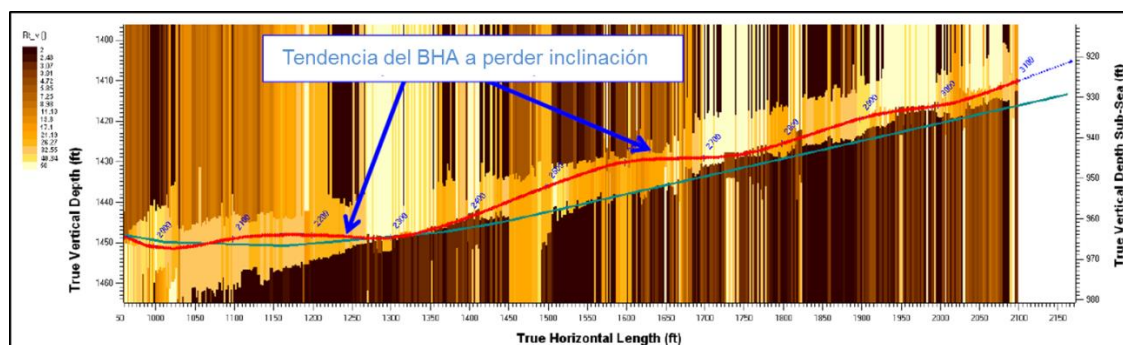
La incertidumbre que se maneja en la cuenca del valle del Magdalena medio es muy alta, debido a los procesos sedimentarios de ríos braided y meandriformes que allí tuvieron lugar, por esta razón era de suma importancia tener una trayectoria óptima respaldada por las herramientas LWD y MWD, sin embargo el diseño del BHA también jugaba un papel crucial.

Como algunas trayectorias eran sumamente agresivas, las operaciones requerían herramientas que permitieran levantar ángulos de 0 a 90 grados con una broca de 12 ¼ in a la hora del aterrizaje en el pozo, lo cual requería un DLS entre 6-8 grados /100 ft. La solución que implicaba la mayor rentabilidad para el proyecto bajo este escenario fue usar motores de lodo. Para lograr los cambios requeridos en la trayectoria del pozo y proveer mediciones en tiempo real, el BHA estaba compuesto por un motor de lodo, un medidor de inclinación continuo cercano a la broca y mediciones de gamma ray y resistividad.⁹¹

El BHA que se utilizaba en el campo Girasol en el momento del aterrizaje estaba compuesto por un motor de lodo, un medidor de inclinación cercano a la broca y herramientas de gamma ray y resistividad. La única diferencia que existía con el BHA en la fase de navegación, era que a este último se le incorporaba la herramienta electromagnética de detección de límites a distancia.

⁹¹ CUADROS, Jaime; SALAMANCA, Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 132884. June 2012 p.10

Figura 74: Tendencia del BHA a profundizarse



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.10

El BHA utilizado en el campo Girasol para perforar la sección horizontal de los primeros pozos tenía una tendencia significativa a perder inclinación mientras que rotaba, debido a la naturaleza friable de los canales de arenas. Esta situación complicó el control direccional y requería una reacción a tiempo para compensar la pérdida de inclinación por parte del ingeniero de perforación. En la figura 74 se muestra un pozo con esa tendencia.

8.2. ATERRIAJE DEL POZO.

La sección tangente en el pozo debe ser lo más corta posible, pues en algunos casos, como por ejemplo en los anteriores donde la arenas son poco consolidadas y friables el zapato del casing tiende a profundizarse y a perder inclinación, lo cual complica la operación de aterrizaje. Además la sección tangente debe ser lo más vertical posible, pues si es horizontal algunas zonas de aceite serán pasadas por alto. Por esta razón es recomendable usar el método de la mínima curvatura a la hora de aterrizar el pozo en la arena. Además se recomienda ubicar el zapato del casing 2 pies por encima del tope de la arena objetivo, para no arriesgar el completamiento y mejorar la calidad del cemento.⁹²

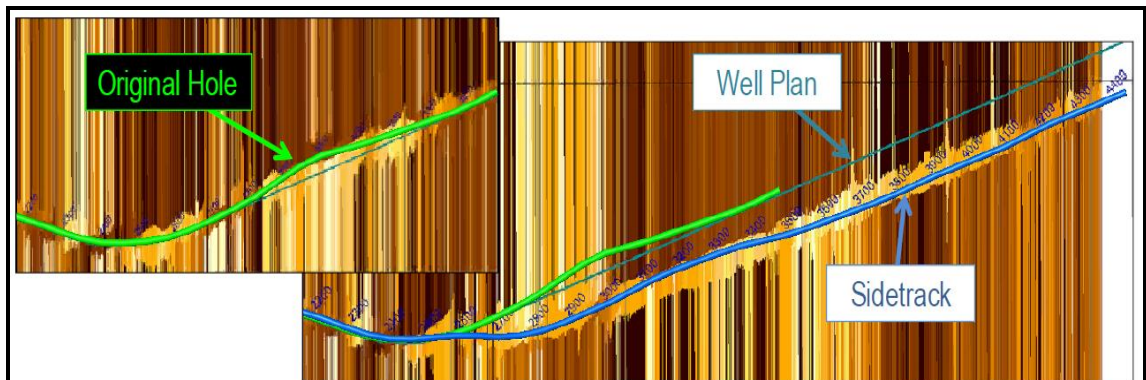
⁹² CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.8

8.3. INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA.

Siempre se debe contar con un modelo geológico, ya sea que haya sido construido a partir de datos sísmicos, pozos correlación o ambas. La sísmica describe la geología del yacimiento y su geometría a gran escala, por otro lado, los pozos correlación suministran datos sobre probable presencia de discontinuidades geológicas pequeñas tales como fallas satélite, cambios laterales y verticales en las facies y estratos con alto contenido de arcillas.

Como este tipo de información era limitada, se tomó la decisión de llevar a cabo la geonavegación de forma proactiva, usando en esa época (2010) una nueva herramienta LWD electromagnética, que además también permitía la evaluación de la formación pues era capaz de resolver y detectar problemas de anisotropía además de estimar la distancia a los contrastes de resistividad más cercanos (15 pies) y estimar la resistividad verdadera de la formación, lo cual es sumamente complicado en formaciones adyacentes.

Figura 75: Interface 3D



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.10

Otra ventaja que favoreció la ubicación de los pozos fue la herramienta de visualización con la que contaban los ingenieros de perforación y de ubicación de pozos, pues como se observa en las figuras, el modelaje interactivo permitía un entendimiento claro de la situación del pozo en la formación, aunque para este caso solo se mostraron imágenes 2D, la compañía también contaba con la

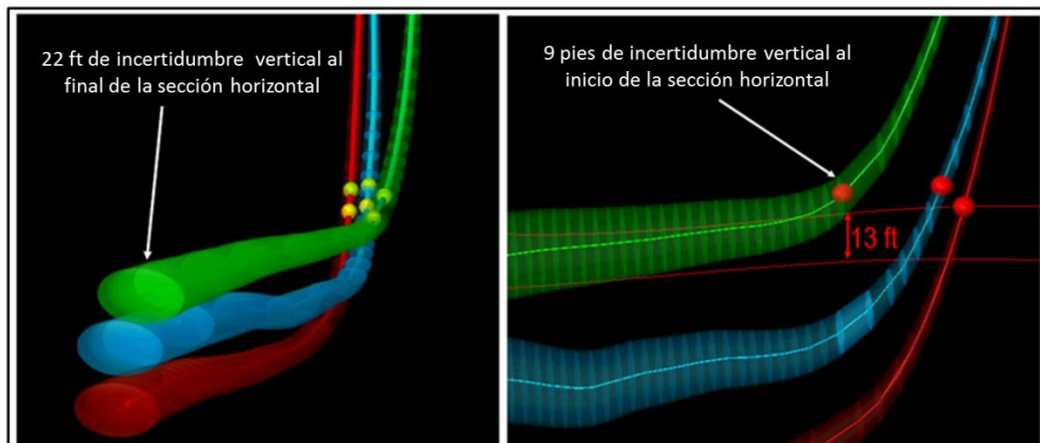
opción de visualizar los pozos en 3D como se muestra a continuación en la figura 75, para un ejemplo de este mismo campo.⁹³

8.4. EXACTITUD DEL POSICIONAMIENTO.

Cada pad contaba con 9 pozos lo que hacía que el riesgo de coalición fuera supremamente alto, además de que se debía tener un especial cuidado ya que los pozos debían estar espaciados aproximadamente 490 ft, de lo contrario se podrían presentar problemas de interferencia entre pozos. Por esta razón era sumamente importante conocer la incertidumbre de cada herramienta, y así poder construir un elipsoide de incertidumbre después de cada survey, para al final obtener un cono de incertidumbre.

A continuación se muestra en la figura 76 un cono de incertidumbre que fue construido por un software y se compara con el espesor de la formación objetivo.

Figura 76: Incertidumbre vs espesores de los objetivos.



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.6

Además de la incertidumbre que generan los sensores que miden la inclinación y la dirección del pozo existen otros factores que causan problemas de exactitud como lo son: la interferencia del BHA, los mismos métodos usados

⁹³ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.9

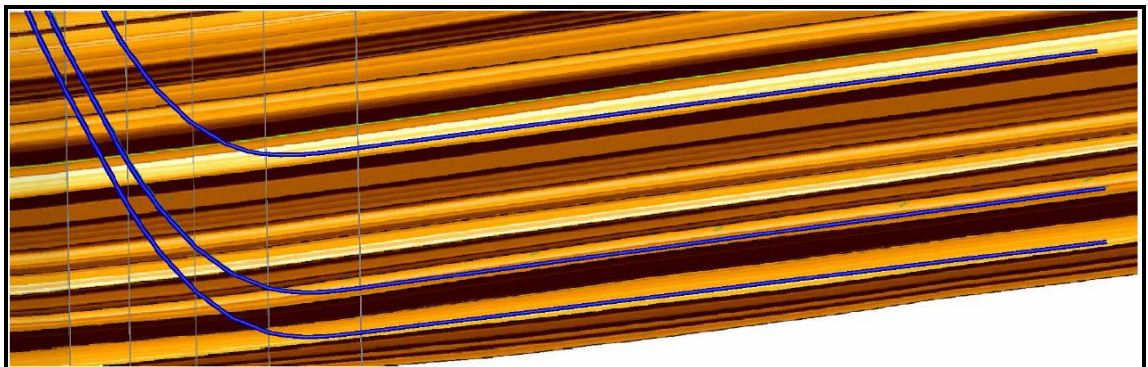
para posicionar el pozo y la compresión y/o alargamiento del drillpipe. Los principales errores causados por la incertidumbre, se ven reflejados en la estimación de la profundidad vertical.

En la mayoría de los casos del campo girasol la incertidumbre de la profundidad vertical era tan alta que podría estar muy cercana al espesor del estrato en el cual los pozos habían sido ubicados, lo cual generaba un riesgo muy grande. La incertidumbre no solo se daba por las mediciones de las herramientas y los elementos de la sarta de perforación, ya que existía una alta incertidumbre geológica, haciendo que todos los estimados iniciales de la ubicación de los objetivos fueran incorrectos, debido a pinchamientos de las arenas, variaciones en el buzamiento de la formación, cambios de facies etc...

8.5. BUZAMIENTO DE LA FORMACIÓN

El buzamiento que se esperaba para estas formaciones era aproximadamente de 2 o 3 grados en dirección opuesta a la trayectoria del pozo, de hecho los pozos se habían planeado para aterrizar en formaciones con ese buzamiento, ya que garantizaba alta exactitud en el aterrizaje del pozo, lo cual era esencial, para perforar las siguientes fases y evitar las salidas del yacimiento.

Figura 77: Modelaje interactivo de los buzamientos de la formación

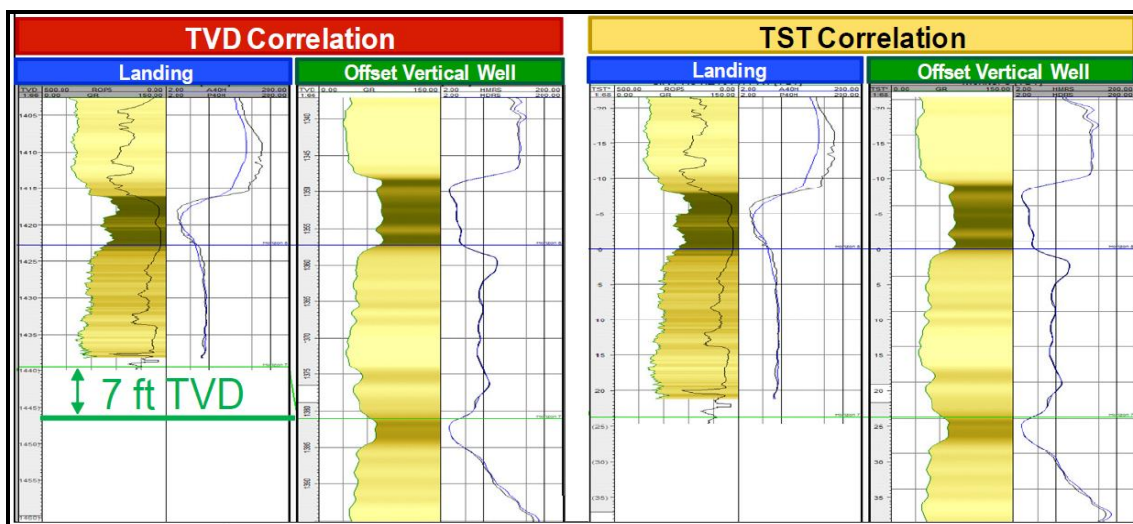


Fuente: CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolás. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010

Por lo general la técnica para determinar el punto de aterrizaje consiste en correlacionar la TVD de los registros de los pozos correlación con la

información que se va obteniendo a lo largo de la perforación. Sin embargo para el campo girasol esta técnica no aplicaba una vez que la inclinación del pozo era cercana a 90 grados, es decir cuando el pozo era horizontal. Esta situación se veía empeorada por el delgado espesor de los estratos del campo girasol.⁹⁴

Figura 78: Correlación de registros TVD vs Registros TST



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.7

Para solucionar el problema anterior, y lograr un aterrizaje óptimo y un buen control de geonavegación era necesario utilizar otro tipo de correlación, entonces se decidió correlacionar los pozos por TST (espesor estratigráfico verdadero). El problema de las correlaciones de los registros con la TVD, era que se subestimaba el espesor de la capa a la hora de aterrizar el pozo como se muestra en la figura 78.⁹⁵

Para este caso, en la correlación de TVD había una reducción en el espesor del objetivo de 7 ft, mientras que cuando se hacía la correlación de TST si se podía detectar totalmente, esto se debe a la alta inclinación que toma el pozo en el momento del aterrizaje.

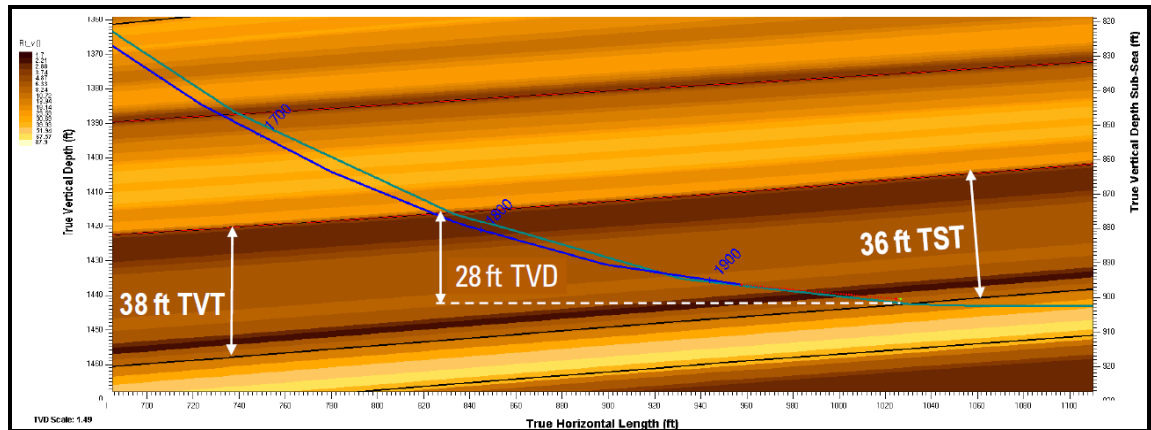
Este tipo de correlaciones deben ser monitoreadas adecuadamente mediante software especializado en geonavegación en tiempo real, para el ajuste y la

⁹⁴ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.7.

⁹⁵ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.7

predicción de los topes de la formación antes de que la broca alcance el objetivo la figura 79, da un ejemplo de las distintas formas de correlación de registros.

Figura 79: TVT, TVD y TST



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA, Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.8

8.6. CONTROL DE LA PERFORACIÓN

La inclinación del pozo se monitoreaba constantemente con un medidor de inclinación cercano a la broca, tanto en la sección del casing, como en el hueco abierto. Esta decisión se tomó para asegurar que el zapato del casing se ubicara de forma correcta y para evitar salidas del intervalo productor.

Además del control direccional del pozo, también se utilizaron buenas prácticas de perforación, para reducir costos y optimizar el tiempo de uso del taladro. Entre ellas: procedimientos de rimado para ensanchar y mejorar la integridad de las paredes del pozo, así se evitan sidetracks accidentales; mejoramiento continuo del BHA, bajas tasa de flujo del lodo y optimización del acimut del Toolface, para poder obtener respuestas predecibles, mientras que se está perforando en modo de rotación; mejoramiento del control direccional, pues se optimizaron los parámetros de perforación y de esta manera se minimizaba el tiempo que gastaba la herramienta deslizándose para navegar los objetivos de perforación; El sistema de telemetría que se utilizaba tenía la capacidad de transmitir 12 bits por segundo, lo cual permitía registrar 1200 ft/hr mientras que

se perforaba, evitando limitaciones en la ROP en la adquisición de datos de alta calidad.⁹⁶

8.7. COMUNICACIONES

Todas las decisiones que se toman a la hora de geonavegar un pozo están basadas en los datos que entregan las herramientas LWD y que ya han sido procesados en un software especializado en geonavegación. Sin embargo no es posible lograr un geoposicionamiento óptimo únicamente con estos dos parámetros funcionando adecuadamente. Las operaciones de geonavegación de hoy en día cuentan con canales de comunicación muy elaborados.

Por ejemplo para el caso del campo girasol, se estableció un centro de comando en el edificio de Mansavorar en la ciudad de Bogotá, para permitir la interacción de las personas más experimentadas involucradas en las decisiones de geonavegación, cubriendo la operación durante las 24 horas del día, tanto en la fase de aterrizaje como en la fase de navegación. El centro de comando, y el equipo de trabajo encargado de tomar las decisiones estaba integrado por ingenieros de perforación, ingenieros de geonavegación y geólogos.

La aplicación Web que permitía una comunicación fluida entre el personal que se encontraba en el taladro (encargado de ejecutar las decisiones) y el personal en el centro de comando (encargado de tomar las decisiones). Esta aplicación accedía a todas las personas en el lugar de la operación y las personas en la oficina, y cualquier otro usuario remoto autorizado visualizara el modelo de geonavegación e interpretara los resultados obtenidos en tiempo real, creando un ambiente de colaboración. Todo lo anterior facilitaba el entendimiento de la posición del pozo en la formación para todos los involucrados en la operación y cumplir todas las metas propuestas en el proyecto.⁹⁷

⁹⁶ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.10.

⁹⁷ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.10

Los datos podían ser transmitidos desde la locación del taladro al centro de comando mediante dos sistemas de bases de datos webs y sistemas de visualización, uno para la información proveniente de las herramientas LWD y los datos de la perforación direccional y el otro, para los datos obtenidos a través del mudlogger.

Los datos LWD y la trayectoria del pozo eran enviadas en tiempo real mediante las aplicaciones para la geonavegación. Mientras que el aterrizaje, la correlación de pozos usando el TST y los modelos del subsuelo en 2D y 3D guiaban las decisiones de geonavegación para sentar el zapato del casing de 9 5/8 in con la inclinación y el acimut adecuados.

8.8. SIDETRACKS.

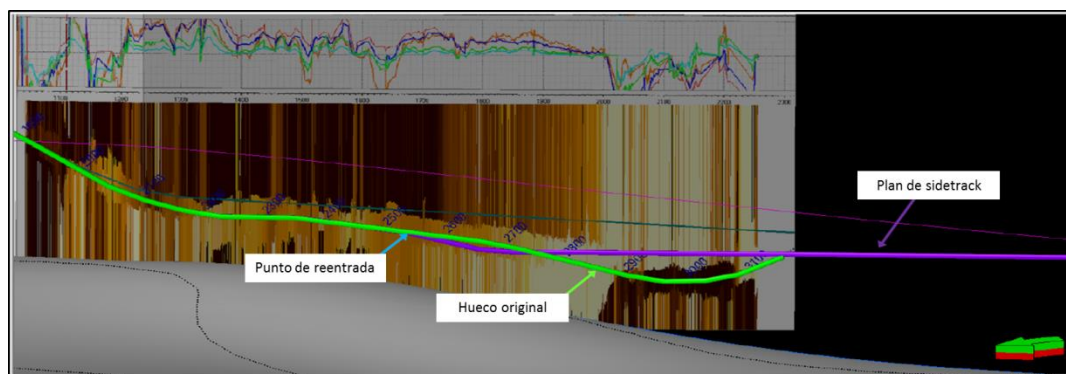
En algunos pozos geonavegados del campo girasol, se presentaron cambios inesperados de buzamiento, cambios de facies laterales o presencia de fallas locales, esto se traducía en salidas del objetivo de perforación, es decir se ubicaba el pozo en zonas no productivas o por fuera del yacimiento. Para superar este tipo de inconvenientes, se adoptó una estrategia basada en los sidetracks para llevar de vuelta el pozo a la arena objetivo.

La operación de sidetrack es una operación delicada pues requiere una respuesta rápida para identificar el punto óptimo para volver al yacimiento (Tie-in-Point), para después elaborar una trayectoria óptima para el sidetrack con el fin de reducir costos extras y el tiempo de exposición del pozo sin revestimiento.

Para diseñar la trayectoria del sidetrack se requiere analizar todos los límites que se han detectado con la herramienta electromagnética y se han visualizado el modelo 3D además de analizar la trayectoria que tenía el pozo original y los pozos de correlación, esto con el fin de evitar riesgos de coalición de pozos. Sin embargo también juega un papel importante la experiencia del perforador direccional y el conocimiento geológico que se ha adquirido en el área.

En la figura 80, se muestra un pozo geonavegado que mientras que se intentaba posicionar lo más cercanamente posible a la arcilla base, se salió de los límites del yacimiento y se ubicó en una zona no productiva, que no pudo ser identificada con anticipación para evitarla. Para solucionar el problema se diseñó la trayectoria de un sidetrack y se ejecutó, finalmente se evitaron 200 pies de un intervalo no productivo.

Figura 80: Plan de la trayectoria y del sidetrack



Fuente: LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A. ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 4

8.9. POZOS PILOTOS.

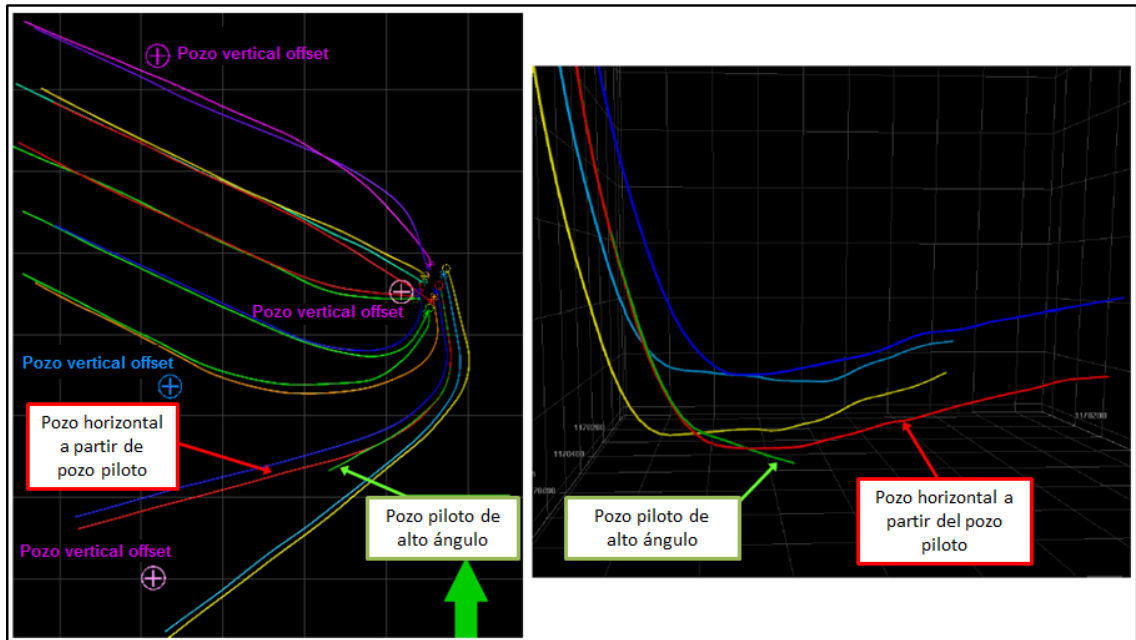
En la segunda fase de desarrollo, se requería la perforación de pozos pilotos de alto ángulo, entonces se tomó la decisión de perforar el primer pozo de cada cluster y usarlo con el fin de adquirir información petrofísica mediante las herramientas LWD, esto debido a la reducida cantidad de información proveniente de pozos correlación. Esta nueva información permitiría optimizar la trayectoria de futuros pozos.⁹⁸

El pozo piloto es ubicado cerca del punto de entrada de futuras trayectorias de pozos, que no tienen pozos de correlación adecuados para comparar en tiempo real durante el aterrizaje. Este procedimiento es una solución costo-efectiva para minimizar la incertidumbre geológica y evaluar las formaciones objetivos

⁹⁸ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.12

potenciales, con el fin de decidir si se debe perforar un pozo horizontal geonavegado a lo largo del canal de arena o no.

Figura 81: visualización de pozos pilotos en el campo Girasol



Fuente: LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A. ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. 2013 p. 5

La trayectoria de un pozo piloto es planeada tal cual como la de un pozo horizontal, sin embargo después de lograr una inclinación promedio de 80 grados, la trayectoria es mantenida tangente para cruzar la zona de interés hasta definir la base de la arena más profunda. Se han ido desarrollando distintos tipos de pozos pilotos, a continuación se presenta su clasificación según el estado mecánico.

Sección simple pozo piloto: Esta configuración perfora sección intermedia con diámetro de hueco de 12 ¼ in por debajo de la arena más profunda del yacimiento, una vez que se haya alcanzado 80 grados de inclinación en la trayectoria, se mantiene tangente, con el fin de evaluar la formación con los registros convencionales de gamma ray y las mediciones de resistividad. El pozo se completa a partir del punto en que la inclinación es 55 grados.

Entonces se ejecuta un sidetrack en el mismo pozo, para aterrizar el pozo en la arena definida como objetivo.⁹⁹

Sección híbrida en el pozo piloto: Esta configuración perfora una sección intermedia con diámetro de hueco de 12 ¼ in por debajo de la arena más somera del yacimiento, a partir de ese punto un BHA de 8 ¼ pulgadas es el encargado de construir la inclinación hasta alcanzar 80 grados de inclinación, para continuar tangente hasta la profundidad total. En este punto se reduce el tamaño del hueco utilizando pequeñas herramientas capaces de tratar con altos DLS e incluyen mediciones adicionales para caracterizar la formación.¹⁰⁰

8.10. INCERTIDUMBRE RIESGOS Y RESTRICCIONES

En las operaciones de geonavegación de pozos lo más importante a tener en cuenta para el éxito de dichas operaciones es el buen manejo de las incertidumbres, riesgos y restricciones las cuales podrían tener un impacto negativo en la rentabilidad general del proyecto.

La incertidumbre se da por la limitada cantidad de pozos perforados y la falta de información sísmica, para iniciar las campañas de perforación horizontal. Por lo general los ambientes sedimentarios de tipo fluvial sugieren que los intervalos de arena objetos no son continuas, tienen cambios locales de buzamiento, cambios laterales en sus facies y pinchamientos de arenas. A continuación se muestra un ejemplo de estas situaciones ocurriendo en el campo girasol. En la figura 82 se pueden observar los cambios laterales y verticales desde la arena A13 hasta la arena A9.

Algunos yacimientos están limitados por fallas, lo cual genera un alto riesgo de interceptar fallas satélites cuando se está perforando un pozo horizontal geonavegado. A medida que se lleva a cabo la campaña de perforación de pozos horizontales todos estos eventos que generan incertidumbre se van confirmando.

⁹⁹ LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D., op.cit,p.6

¹⁰⁰ LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D., op.cit,p.6

Figura 82: Verificación de la continuidad de los canales de arena



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012 p.3

Las principales restricciones que pueden incidir en la planeación de un pozo horizontal se presentan a continuación¹⁰¹.

- Formaciones someras.
- La sección tangente para las bombas de fondo, las cuales son ubicadas generalmente entre los 150 ft TVD por encima de la formación objetivo y con una inclinación máxima de 55°
- Riesgo de colisión entre los pozos horizontales y los pozos verticales ya existentes como consecuencia de la gran cantidad de pozos que alberga cada pad de perforación.

¹⁰¹ CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. ,op.cit,p.6

- El requerimiento de que la seccion vertical entre la locacion de superficie y el punto de entrada en la formacion objetivo sea lo mas corta posible para reducir las zonas de aceite bypassado y asegurar la maxima longitud horizontal posible.
- Algunos pozos requieren mayor inclinacion que otros para entrar al intervalo objetivo de forma optima.
- La ubicación del zapato del casing con inclinacion adecuada para evitar bajas inclinaciones que podrian resultar en que el pozo entre en por la arcilla del fondo y/o la necesidad de un alto DLS en la seccion horizontal que podria poner en riesgo la integridad del completamiento.

Finalmente se debe evitar la materializacion de los riesgos, mitigandolos o disminuyendo su criticidad, pues estos nunca podran ser erradicados por completo. Uno de los riesgos mas comunes son las salidas inprevistas del intervalo objetivo, lo cual tiene repercucion directa en la produccion esperada del pozo y por ende del campo. Por lo general estas salidas involuntarias son causadas por una pobre planeacion, por la misma incertidumbre o por falta de control direccional del pozo.

9. DESARROLLO DE LA METODOLOGIA

En este capítulo se presentan los paquetes de tareas principales de la metodología, y el desglose de las tareas más importantes siempre y cuando lo requieran.

9.1. EVALUACIÓN GEOLÓGICA DEL YACIMIENTO MEDIANTE POZOS OFFSET Y SÍSMICA:

Los siguientes son los pasos y las técnicas más recomendables a la hora de obtener, manejar y clasificar la información más relevante en un proyecto de geonavegación.

- **Establecer los argumentos y las razones de la necesidad de un pozo geonavegado horizontal o direccional (de alto ángulo).**

Inicialmente se establecen los motivos y las razones, que impulsan el proyecto de geonavegación, para esto se puede recurrir a las aplicaciones de un pozo direccional expuestas en el capítulo 1. A continuación se realiza un estudio geológico que incluye información sísmica, correlación de los registros correspondientes a los pozos ya existentes, y en algunos casos se complementa esta información con datos petrofísicos; todo esto con el fin de construir un modelo estructural representativo del yacimiento.

- **Evaluar la disponibilidad de la información sísmica, su confiabilidad y que tan completa esta.**

La información sísmica muchas veces no está disponible, o algunas veces está incompleta o tiene alto grado de incertidumbre por lo tanto no siempre se utiliza. Sin embargo, si se cuenta con información sísmica confiable esta revelara importantes características geológicas de gran escala como por ejemplo: Discontinuidades, buzamientos y fallas.

Por lo general la sísmica tiene una resolución de 25 a 50 ft en sus definiciones estructurales. Por otro lado los ambientes sedimentarios fluviales tienen espesores delgados que requieren mayor resolución entonces se ha optado por la obtención de datos petrofísicos, mediante el corazonamiento de núcleos, que proporcionan datos geológicos de pequeña escala como por ejemplo laminaciones y calidad de las arenas. De esta forma se mejoran los cálculos de buzamiento y se reducen las características de la formación a pequeña escala, y se evitan las “sorpresas geológicas”.

- **Seleccionar, cuantificar y estudiar la información proveniente de los registros de los pozos correlación.**

Una de las herramientas más útiles para analizar la continuidad de los estratos es el uso de los pozos de correlación, pues mediante la comparación de los registros se puede concluir si el yacimiento cuenta o no con estratos continuos, los cuales puedan ser geonavegados exitosamente. Sin embargo no todos los pozos de correlación son confiables, algunos no cuentan con registros de buena calidad y otros fueron registrados sin tener en cuenta su inclinación y acimut.

- **Establecer el intervalo de arena objetivo y analizar el índice de productividad de los pozos de correlación.**

Con toda la información anterior se establece un mapa geológico para determinar los contactos de los fluidos, la presión de los compartimentos y los cambios laterales y/o verticales en el yacimiento. Inclusive algunas veces se utiliza la información obtenida hasta este punto para realizar estimados de producción y escenarios económicos del proyecto para evaluar la rentabilidad de este.

9.2. EVALUACIÓN OPERACIONAL DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS DE INTEGRIDAD.

En esta etapa es muy importante considerar todos los riesgos que podrían materializarse durante la planeación y la ejecución del proyecto, a continuación se dan pautas para llevar a cabo este trabajo.

- **Diseñar una o más trayectorias adecuadas para el pozo.**

Después de tener un modelo geológico confiable, se puede diseñar la trayectoria del pozo, pues ya se tiene una idea de la geología estructural del yacimiento para evitar discontinuidades, fallas o estratos arcillosos. Es importante resaltar que este paso siempre debe estar sujeto a cambios a lo largo de la operación, y que la trayectoria del pozo, solo se deja de modificar en el momento en el que se termina de perforar el pozo.

- **Desarrollar un modelo de torque y arrastre, estimando ángulo de inclinación crítica, y factores de fricción para el diseño de la sarta de perforación.**

La sarta de perforación de un pozo direccional o un pozo horizontal se diseña de forma distinta a la de un pozo vertical. En esta situaciones sacar la sarta del pozo no es lo más complejo, el principal inconveniente es la transmisión de peso a la broca de perforación (WOB). Este problema se da cuando se supera la inclinación crítica. Y el factor de fricción entre la tubería y la pared del pozo se hace excesivo, y esta debe ser “empujada al pozo”. Por esta razón es sumamente importante desarrollar un modelo de torque y el arrastre, para el diseño completo de la sarta de perforación, el cálculo del overpull máximo, y la ubicación de los martillos.

- **Proponer, evaluar, mitigar los posibles riesgos y realizar un plan de respuesta para cada uno de ellos ya sean estructurales, estratigráficos, datos, perforación/navegación.**

Habiendo construido un modelo geológico y una trayectoria para el pozo, el siguiente paso es evaluar los riesgos y los rangos de tolerancia de la operación. Para esto se han clasificado en 4 grandes grupos de fuentes de riesgos como los siguientes:

- Estructurales.
- Estratigráficos.
- Interpretación de datos
- Perforación y navegación.

Por lo general el riesgo más crítico es generado por los modelos estructurales, el 40 % de los proyectos de geonavegación sufren un cambio drástico en la trayectoria debido a este ítem que se traducen en un sidetrack. Por esta razón es importante mitigar estos riesgos y tener un plan de respuesta a riesgos óptimo. Para este último ítem es necesario modelar otras trayectorias y evaluar posible sorpresas geológicas.

Los riesgos estratigráficos también son complejos y las tácticas para afrontar este tipo de cambios en geología son distintas, por ejemplo, son otras las consideraciones al perforar un canal meandriforme si se compara con la perforación de una anticlinal. Vale la pena tener en cuenta que en una operación de geonavegación, la compañía operadora siempre pretende ubicar el pozo en la sección que muestre mayor energía de depositación y por ende la arena más limpia.

Además de la incertidumbre generada por las mediciones MWD y LWD, la información proveniente de los pozos correlación puede ser de dudosa reputación generando incertidumbres de más de 15 ft TVD. La subsidencia del yacimiento si la hay, también puede generar inconsistencias, al igual que la

anisotropía de las formaciones y los errores en el cálculo del buzamiento de las formaciones.

Uno de los riesgos que más se materializa en geonavegación es la pérdida de la habilidad para deslizar. El deslizamiento involucra mantener la sarta de perforación de forma estacionaria con un motor de lodo en una dirección de toolface dada para dirigir y controlar la trayectoria. Se sabe por experiencia que la pérdida del control del geonavegación podría darse en una sección horizontal cuando se presenta alguna de las siguientes situaciones:

- La sección horizontal excede los 2000 ft.
- El desplazamiento total es mayor a 9000 ft
- La tasa de desplazamiento/TVD es mayor a 3.¹⁰²

Claramente estos criterios están sujetos a cambios, dependiendo de las condiciones de perforación, litología, torque y arrastre.

- **Determinar qué tipos de servicios de la industria petrolera serán necesarios para la operación (registros, corazonamiento, fluidos de perforación etc.)**

En esta etapa es importante seleccionar la compañía de servicios, los requerimientos de software, instalaciones y hardware requeridos además de todo el recurso humano necesario para la operación de geonavegación. En este punto es donde se designan los equipos de trabajo, los canales de comunicación y su jerarquía.

¹⁰² LESSO. W ; KASHIKAR S. The principles and procedures of geosteering. Anadrill. IADC/SPE 35051. March 1996.p. 3

- **Reclutar a los miembros del proyecto según sus cualidades, competencias y aptitudes.**

Finalmente, los equipos de trabajo deberán juntarse para analizar las condiciones iniciales de la operación y familiarizarse entre ellos de las instalaciones y las operaciones de operación, para un óptimo rendimiento y alcanzar los objetivos propuestos.

9.3. EVALUACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE REGISTROS NECESARIAS.

Hay muchos tipos de herramientas como ya se explicaron en el capítulo uno, y cada uno aplica para distintas formaciones y situaciones, por lo general el BHA integra varios registros en tiempo real. A continuación se clasifican de acuerdo a la finalidad de la operación:

9.3.1. Evaluaciones potenciales de zonas productoras, ubicación de contactos entre fluidos. Si se quiere diferenciar las zonas productoras, es indispensable utilizar una herramienta de tipo resistivo, pues la resistividad permite diferenciar un fluido de otro. Para complementar estas mediciones se suele utilizar una combinación entre neutrón y density. Además de la distinción de los fluidos, estas herramientas permiten estimar sus respectivas saturaciones.¹⁰³

9.3.2. Detección de aproximación de límites de capas. Para cumplir con este objetivo es indispensable el uso de las herramientas de resistividad complementada por la herramienta de rayos gamma. La herramienta de resistividad responde ante un cambio de límite con lo que se conoce como conos de polarización o ruido, y consiste en la separación de los registros de resistividad por algún cambio de fase o atenuación. Por otro lado la herramienta de rayos gamma separa o aproxima las respuestas de la medición

¹⁰³ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p. 82

(realiza dos mediciones, una por encima de la herramienta y otra por debajo de esta).¹⁰⁴

9.3.3. Identificación de perfiles de invasión. Este análisis se lleva a cabo con mediciones de resistividad a varias profundidades de investigación, se comparan entre ellos y con los valores de resistividad del lodo y el agua de formación, para así determinar que intervalos han sido lavados con los fluidos de perforación.¹⁰⁵

9.3.4. Determinación de buzamientos a partir de registros. Si se pretende geonavegar el pozo usando imágenes, lo más recomendable es utilizar las imágenes provenientes de los registros density y laterolog resistivity, que tienen la mayor resolución pues muestran la cara del pozo por secciones, como se explicó en el capítulo 6, en el numeral 2. Estas imágenes además de permitir el cálculo de buzamiento de las formaciones, permiten deducir cuando un pozo se ha salido del intervalo objetivo, usando también la información proveniente del mud logger. Las respuestas de los registros de imágenes acimutales density son sumamente importantes a la hora de evaluar si la trayectoria del pozo ha atravesado la estructura estratigráficamente por arriba o por abajo o para determinar si el pozo se está manteniendo paralelo al yacimiento.¹⁰⁶

9.3.5. Determinación de la litología. Para confirmar el tipo de roca o la formación en la que se está ubicando el pozo, se usa el registro gamma ray, sin embargo este tipo de información debería ser confirmado con alguna otra medición y con la información que arrojan los recortes de perforación que el lodo trae hasta la superficie.¹⁰⁷

9.3.6. Detección de límites a distancia. Se recomienda usar esta técnica cuando los contrastes de resistividad entre las formaciones sean lo suficientemente notables, para que el modelaje interactivo permita visualizar las

¹⁰⁴ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.94

¹⁰⁵ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.89

¹⁰⁶ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.102

¹⁰⁷ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.106

diferentes formaciones con claridad. Este tipo de herramientas electromagnéticas tienen un funcionamiento óptimo en aplicaciones de geonavegación proactiva. Tienen gran ventaja sobre otras pues responden bien frente a la anisotropía vertical de la formación.¹⁰⁸

Cabe destacar que las herramientas que hoy día están disponibles en la industria, integran muchos de las mediciones anteriormente nombradas, y que la decisión de la herramienta a usar debe ser un consenso que no solo dependerá del tipo de formación sino que también se debe tener en cuenta la condición del pozo, el tiempo de taladro, las limitaciones en el diseño del BHA, la tasa de flujo de lodo y otros factores. Lo más recomendable, es tener en cuenta la experiencia de la compañía que prestara el servicio de las herramientas LWD.

9.4. PREJOB: EVALUACIÓN DE POSIBLES ESCENARIOS DURANTE LA PERFORACIÓN.

El prejob es un paso muy importante en la geonavegación, pues es la primera forma de visualizar la ubicación del pozo en el objetivo. Esto ayuda al entendimiento del objetivo en el yacimiento, la geología de campo, las respuestas de las herramientas de los registros y los contactos de los fluidos presentes en el yacimiento. Para llevar a cabo este paso se requiere haber recolectado y estudiado toda la información de los pasos anteriores la cual incluye: registros de pozos correlación, surveys de pozos correlación (si los hay), mapas estructurales de contornos, topes de la formaciones, superficies en 3D y modelos del yacimiento en 3D si es posible. Teniendo la información disponible, se deben llevar a cabo varias sesiones de reuniones entre el cliente y la empresa prestadora del servicio, esto con el fin de conocer y entender la zona objetivo en detalle.

Para continuar con el proceso, se agrupa todos los datos, a esto se le conoce como la parte del modelado, la cual consiste en crear un modelo estructural en

¹⁰⁸ GENEY. Guillermo. ,op.cit,p.109

3D usando una herramienta software, cada compañía utiliza determinado software, según sus preferencias. Por ejemplo en los casos estudiados en campo Girasol se usaba el software Petrel para llevar a cabo el modelo. Los pozos correlación se usan como conjuntos de datos para poblar el modelo, a los registros de estos pozos se les aplica un proceso de squaring, como ya se explicó en el capítulo 6, para extraer las propiedades de mayor importancia como GR, resistividad, density, sónico y neutrón.

Después del modelo en 3D se extrae una sección 2D que se extiende a lo largo de la trayectoria planeada para el pozo, estimando la respuesta esperada de las herramientas de registro en la trayectoria planeada del pozo. Esto se logra generando registros sintéticos con algoritmos muy complejos para cada uno de los registros de la herramienta LWD, esto se hace para comparar las respuestas que la herramienta entregaría si se corriera en la formación, con la misma trayectoria del pozo.¹⁰⁹

En la etapa del prejob también se crean escenarios alternativos de trayectorias como por ejemplo cuando el pozo atraviesa una capa ya sea inferior o superior, o por ejemplo cuando se atravesase una falla satélite y sea inevitable ubicar el pozo en un intervalo no productivo. Hoy en día se han desarrollado algoritmos capaces de tener en cuenta los buzamientos relativos entre cada una de las capas y la trayectoria del pozo, lo que facilita el modelamiento de escenarios complejos como por ejemplo límites de capas, capas adyacentes y picos de polarización (en este último, las curvas de resistividad muestran respuestas separadas debido a la variación de la profundidad de investigación y a la variación en la resolución vertical).

9.5. EJECUCION: EVALUACIÓN Y MONITOREO.

Como se ha venido recalando una operación de geonavegación es un proceso iterativo, por lo anterior es sumamente importante llevar a cabo un seguimiento

¹⁰⁹ LESSO. W ; KASHIKAR S. ,op.cit,p.6

detallado de la operación para asegurar el éxito del posicionamiento del pozo y evitar la materialización de riesgos.

- **Realizar reunión pre spud.**

El proyecto empieza a materializarse en el momento en que se lleva a cabo la reunión conocida como el pre spud donde se acuerdan los objetivos finales de la operación entre las compañías interesadas. Inmediatamente después, todo debería estar listo para iniciar la operación.

- **Ejecutar la sección vertical del pozo.**

Inicialmente, el pozo debería ser perforado hasta el kick off point tal y como se perfora un pozo vertical normal. En esta sección es importante aplicar las buenas prácticas de perforación, pues si las paredes del pozo están en mal estado esto tendrá repercusiones a la hora de la toma de registros y a la hora de la cementación. En el momento que se ha completado la sección vertical, se empieza a perforar la fase de perforación direccional.

- **Revisar los marcadores geológicos.**

Para este punto se debe revisar los marcadores geológicos de las formaciones que fueron determinados en la fase del prejob. Esto ayudara a confirmar las correlaciones geológicas realizadas con los pozos de correlación y a confirmar si se está alcanzando el objetivo.

- **Ajustar el perfil de la trayectoria del pozo.**

A continuación se debe ajustar el perfil de la trayectoria según sea necesario, de acuerdo a lo indicado por las herramientas de registro. Esto se hace continuamente hasta que se alcance el punto de aterrizaje en la formación objetivo. Dependiendo de cómo sea aterrizado el pozo, se tomaran las

decisiones en la siguiente fase. La sección direccional debería ser lo más corta posible, para evitar pasar por alto zonas productoras de aceite.

- **Aterrizaje del pozo.**

El aterrizaje del pozo en el intervalo estratigráfico de interés es una tarea sencilla siempre y cuando se tengan buenos canales de comunicación entre el perforador direccional (PD) y el ingeniero de well placement (WP). Los siguientes son algunos consejos encontrados en la literatura para el aterrizaje del pozo.

- Se deben tener en cuenta todos los datos relevantes en la estructura del objetivo como por ejemplo, espesor de la formación, topes (TVD), contactos, distancia horizontal total, buzamientos y posibles variaciones en el yacimiento.
- Revisar la trayectoria del pozo para este punto, y confirmar la inclinación del pozo.
- Proyectar la inclinación aparente del pozo hacia adelante. Si el pozo está cambiando el acimut a medida que se profundiza, esto debería ser tenido en cuenta. Se debe tener un claro entendimiento del concepto de inclinación aparente para poder calcularla en cualquier acimut, esto con el fin de cambiar la inclinación a medida que el acimut cambia para predecir el punto de aterrizaje.
- Se pueden presentar cambios en los espesores o en los buzamientos a último minuto. Por lo anterior siempre se debe intentar tener un buen ángulo de inclinación a la hora de abordar la formación. Si por algún motivo el ángulo de buzamiento de la formación tope es más bajo que el esperado, rectificar el ángulo del pozo para igualar el de la formación y perforar en modo de rotación hasta que el pozo se ubique paralelo a la formación.
- Si por otro lado el ángulo del tope de la formación es ligeramente mayor solo se debe mantener el ángulo y perforar en modo de rotación antes de que continúe aumentando la inclinación.

- Si el estrato está buzando hacia arriba, el pozo debería aterrizar en la parte superior del objetivo. Si el objetivo buza hacia abajo entonces aterrizar en la base de este. Siempre se debe intentar aterrizar el pozo en el objetivo.
- Siempre se debe monitorear la inclinación de los estratos y asegurarse que el pozo se aterrice con una buena inclinación respecto a la inclinación de los estratos. Hay que tener en cuenta que cuando se realiza el drilling out del casing¹¹⁰ se pierden 0,5 grados de inclinación.
- Considerar los drilling breaks¹¹¹. Para esto se deben monitorear las RPM en superficie (ya sea si se está perforando en modo de rotación o deslizando) también monitorear el peso sobre la broca (WOB) mientras se chequea la ROP.
- Siempre es conveniente revisar los cortes de la perforación que llegan a la superficie, lo normal es examinar las muestras después del tiempo de fondo arriba para la TD de interés. Nunca se debe asumir que se está en el estrato objetivo.¹¹²

- **Establecer las discontinuidades y la distancia de estas a la broca.**

Posteriormente se empieza a mapear el intervalo objetivo con la herramienta que se haya escogido, esto con el fin de identificar las fallas, los pinchamientos de arena, los canales laterales etc...; no solo hay que identificarlas, si no también calcular la distancia de estas discontinuidades a la broca si se está geonavegando de forma proactiva o calcular el buzamiento de las capas si se está geonavegando con imágenes, es decir de forma reactiva.

- **Navegar en el objetivo.**

Simultáneamente a lo anterior se perfora la sección horizontal, si se quiere mantener el ángulo se perfora en forma de rotación, si se quiere levantar

¹¹⁰ Acción de perforar el tapón de cemento y el casing shoe, para continuar con la perforación.

¹¹¹ cambio de la velocidad de avance de la perforación

¹¹² WHYMARK, Aubrey; Basic guide to geosteering. Version 1. United Kingdom. December 2010.p. 5

ángulo se perfora en modo de deslizamiento. En esta etapa es sumamente importante el monitoreo continuo de las respuestas de las herramientas LWD y los recortes de perforación que llegan hasta la superficie.

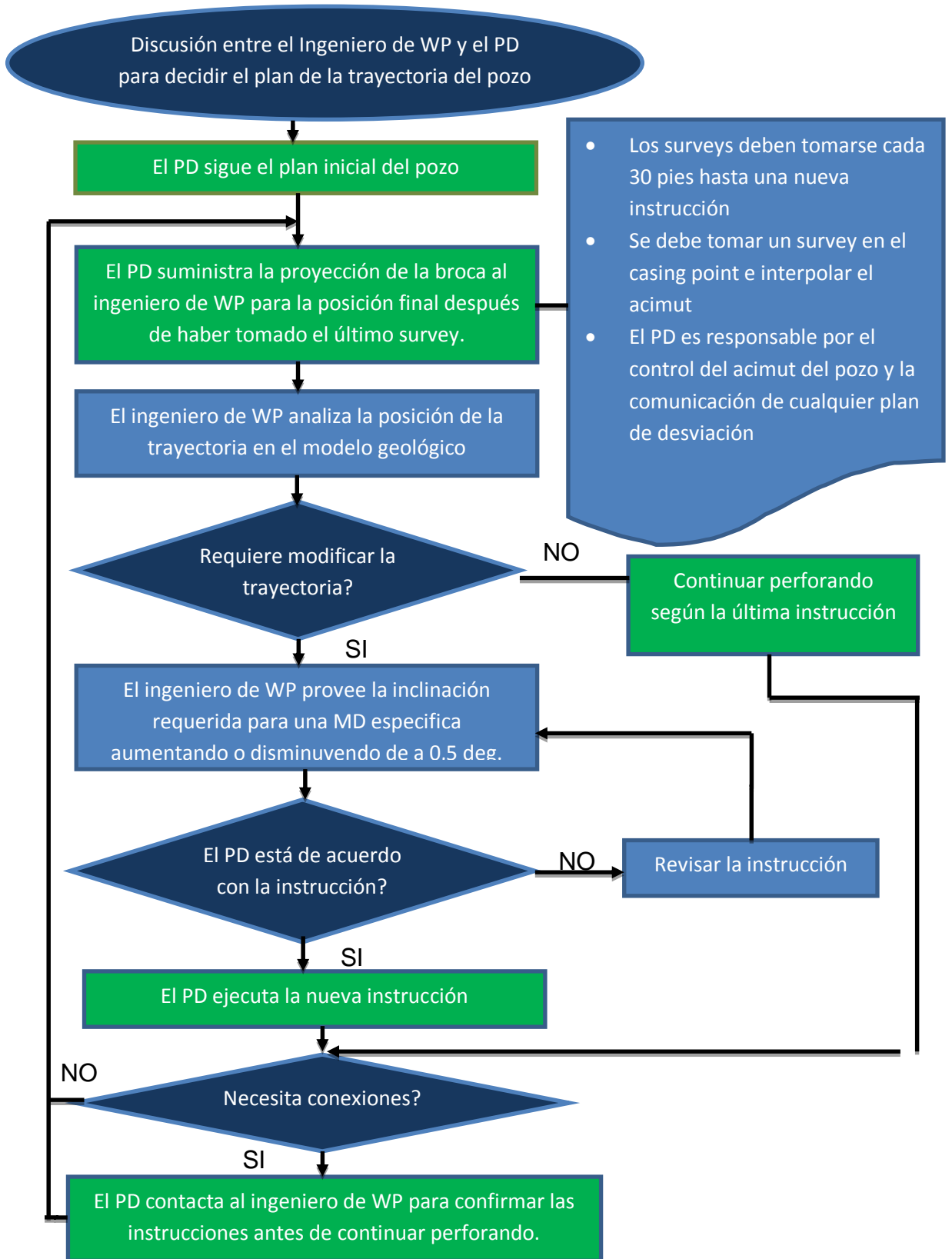
Si se presenta algún evento inesperado, es decir una discontinuidad en el intervalo, se debe ser muy cuidadoso con las acciones correctivas que se tomen para remediar estas “sorpresas geológicas”, algunas veces es necesario aplicar una prueba acimutal¹¹³ para determinar la causa de las incongruencias entre el plan del pozo y las respuestas de las herramientas. Es importante establecer una línea de comunicación. Entre más directa sea la comunicación entre los encargados de tomar las decisiones y el grupo que las ejecuta, será mucho mejor. Teniendo en cuenta el éxito de los pozos del campo Girasol se optó por manejar la misma forma de comunicación en esta metodología. Y también se recomienda ajustar la inclinación del pozo de a 0,5 grados cuando se quiera cambiar la inclinación de este. Si por algún motivo, se descarta que una acción correctiva mediante el cambio de inclinación del pozo sea efectiva, se debería considerar un sidetrack, aunque debería ser la última solución a considerarse. Las fallas inesperadas por lo general requieren un replanteamiento de la trayectoria del pozo. Posiblemente, la opción del sidetrack es la mejor manera de reubicar el pozo en el yacimiento pero es muy importante estar seguro de lo que está ocurriendo antes de tomar la decisión de un sidetrack.

- **Actualizar los riesgos que impliquen la trayectoria.**

Cada vez que se modifique la trayectoria del pozo, se deben replantear las matrices de riesgos del proyecto. Una nueva trayectoria alejada del plan inicial implica nuevas incertidumbres. Por ejemplo, se podría generar más torque y arrastre si la trayectoria cambia o la distribución de esfuerzos en la roca cambiara.

¹¹³ Un test acimutal es una acción remedial donde las herramientas MWD se orientan hacia una dirección conocida y se compara con mediciones en la dirección opuestas. Una prueba de este estilo da pistas de escenarios que no fueron considerados inicialmente.

Figura 83: Canales de comunicación



Fuente: CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 132884. June 2012 p.11

Lo anterior suele suceder si se perfora en una cuenca tectónicamente activa lo cual aumentaría las posibilidades de pega de tubería independiente si la causa es por presiones anormales (pega diferencial) o ya sea por limpieza del pozo deficiente (cavings y overgauge, pega mecánica). Es sumamente importante proyectar la posición e inclinación de la broca cada vez que se tome la decisión de cambiar la inclinación del pozo.

- **Alcanzar la TD y acondicionar el pozo para el completamiento**

El paso anterior debería llevarse a cabo hasta que se alcance el objetivo y se cumpla con la TD planteada o en su defecto, hasta que la posibilidad de que los riesgos se materialicen sea muy elevada y no sea viable continuar perforando el pozo. Finalmente el pozo debe ser acondicionado para su respectivo completamiento, esto último teniendo en cuenta las buenas prácticas de perforación para la limpieza del pozo y considerando siempre la calidad de los registros que se han tomado.

10. EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LA METODOLOGÍA

Para evaluar la aplicabilidad de la metodología, se utilizara un diagrama de causa y efecto, el cual es un método muy común en el campo de la ingeniería de proyectos. Este instrumento es muy útil para realizar controles de calidad a las herramientas y técnicas en los proyectos de ingeniería.

Este tipo de diagramas también se conocen como diagramas de Ishikawa o diagramas de espina de pescado, y el Project Managment Body of Knowledge lo sugiere como una manera de ilustrar los distintos factores que pueden generar un problema o que pueden interrumpir con el desarrollo de un proyecto, además son útiles porque se pueden usar en el diagnóstico de riesgos.

Se escogió esta herramienta porque se considera un análisis cualitativo, lo que se acomoda a la metodología desarrollada para un proyecto de geonavegación, debido a que estos proyectos son unos muy distintos unos de otros, y depende de la profundidad del objetivo, el espesor del objetivo, la información disponible y otros factores. Por este motivo, se darán las pautas para realizar el diagrama causa y efecto, para que el director del proyecto sea el encargado de decidir si se aplica o no la metodología.

A continuación se establecerán los elementos que conforman el cuerpo de diagrama, y se darán pautas a considerar. Los elementos que aquí se mencionen son los que mayor peso tienen a la hora de considerar un proyecto de geonavegación.

- **Información:** la información es uno de los factores más relevantes en un proyecto de geonavegación, como ya se explicó en los capítulos predecesores y es indispensable para el primer paso de la metodología. La mínima información con la que se debería contar, pero no debería limitarse únicamente a esta, es la siguiente.

- La prognosis geológica del pozo a perforarse la cual debería incluir información sísmica (corroborada), modelos estructurales y modelos de porosidad.
- La mayor cantidad de surveys posibles de los pozos existentes en el campo, estos surveys deberían ser lo más recientes posibles, para reducir la incertidumbre.
- Información estratigráfica relevante proveniente de todos los pozos de correlación cercanos. Lo mínimo que se busca es un registro de TVD, un registro de MD y datos de surveys del pozo; también se requiere el reporte final del pozo, registros de litología y lodo.¹¹⁴

Los ítems que se deberían considerar son: Sísmica, pozos correlación, datos de núcleos, mapas estructurales, geología de campo, información sedimentológica, modelos 3D del yacimiento.

- **Recurso humano:** Para llevar a cabo el proyecto, es indispensable un ingeniero de geonavegación en campo, lo más recomendable es que sea un geólogo especializado en geonavegación. En algunos casos es necesario asesorarse con un especialista en biosteering¹¹⁵ dependiendo del tipo de formación. El ingeniero de geonavegación es responsable de la gran mayoría de decisiones que se tomen en la operación. El perfil de un ingeniero de geonavegación debería ser: Tener amplia experiencia en el campo, buenas aptitudes organizacionales, habilidad natural, estudios y certificados en el campo y debería ser consciente de la importancia del papel que está jugando en la operación.

A pesar de que usualmente solo se requiere un ingeniero de geonavegación en acción, la operación en si requiere 2 ingenieros de geonavegación disponibles pues cada uno de ellos debería cumplir con turnos de 12 horas. Debería ser claro que este tipo de operaciones se basan en el monitoreo continuo, por esto

¹¹⁴ WHYMARK, Aubrey, ,op.cit,p.2

¹¹⁵ Biosteering es una aplicación de la bioestratigrafía que monitorea las perforaciones a lo largo de la sección horizontal, principalmente usado en rocas sedimentarias de origen químico como chalks.

siempre debería haber un ingeniero en la operación y otro de reemplazo. Además, en ocasiones es necesario el conceso y la discusión desde dos puntos de vista diferentes para evaluar todas las hipótesis de lo que realmente está sucediendo. Solo se debería considerar contar con un solo ingeniero de geonavegación si se perfora lentamente (ROP 50ft/hr) o si el pozo es corto (entre 7- 10 días); sin embargo bajo ninguna circunstancia, en condiciones normales esto es recomendable.¹¹⁶

A pesar de que los turnos recomendables de monitoreo del pozo son únicamente de 12 horas, el ingeniero de geonavegación tendría que estar disponible unas 18 horas por día, con disponibilidad en horas nocturnas. Esto podría acumular cansancio, y repercutir en que las decisiones sean tomadas de forma óptima.

Los ítems que se deberían considerar son: Ingeniero de geonavegación, geólogo, perforador direccional, company man, equipo de toma de decisiones, mud logger, cuadrilla de perforación.

- **Instalaciones:** por lo general el geólogo debería tener su propia oficina en campo la cual es recomendable que cuente con el espacio requerido, en condiciones normales dos escritorios amplios, pero si el espacio de trabajo es reducido basta con un solo escritorio. El mudlogger debería contar con un lugar disponible para almacenar los retornos del lodo para su análisis, un microscopio y un fluroscopio.¹¹⁷

Se requieren mínimo dos monitores para que ilustren todos los parámetros referentes a la torre, incluyendo los datos provenientes de las herramientas de LWD y la información de la unidad de mudlogging. Esto es indispensable para la operación y podrían generarse demoras y problemas operacionales si no se cuenta con ellos.

¹¹⁶ MOTTAHEDEH, R.; Horizontal well Geo-navigation: planning, monitoring, and geosteering. Canadian International Petroleum Conference. Paper 2005-017. Alberta, Canada. June 2005.

¹¹⁷ WHYMARK, Aubrey, ,op.cit,p.3

Es sumamente importante contar con conexiones a internet lo suficientemente rápidas para transmitir grandes cantidades de datos desde sitios remotos (locación del taladro) a los centros de control. En muchas ocasiones los ingenieros de geonavegación navegan los pozos a distancia debido a la falta de personal o a problemas de logística en la operación, esto no es lo más recomendable, pero sin embargo se pueden obtener buenos resultados.

El ingeniero de geonavegación podría tener 1 o 2 computadores portátiles, (lo ideal sería un escritorio permanente) para trabajar en sus reportes y en la trayectoria del pozo. Los dos computadores deberían considerarse cuando los reportes de la operación sean de alta complejidad o si se considera que la operación es de alto riesgo.¹¹⁸

La torre de perforación, las herramientas, y equipos podrían variar dependiendo de la geología del lugar, el espacio disponible y la profundidad del pozo. Y se recomienda realizar la selección tal cual como se haría en un pozo vertical normal.

Los ítems que se deberían considerar son: Locación, oficinas en campo, centro de control, comunicaciones, pantallas de monitoreo, unidad de mud logging y taladro.

- **BHA:** independientemente del diámetro del hueco que se esté perforando, los requerimientos mínimos de un BHA para una operación de geonavegación debería contar con las siguientes herramientas.
 - Una herramienta de navegación que le permita al perforador cambiar el acimut del pozo y la inclinación a su voluntad. Lo ideal es que esta herramienta pueda levantar ángulos de 60° grados por cada 100 ft.
 - Las herramientas de registros dependerán de la técnica que se use, sin embargo es recomendable siempre tener una herramienta de resistividad tipo induction que pueda operar a distintas frecuencias,

¹¹⁸ WHYMARK, Aubrey, ,op.cit,p.4

una herramienta gamma ray direccional, y una herramienta bien sea de imágenes o de detección de límites a distancia.

- Herramientas que evalúen el desempeño de la perforación como por ejemplo, medidores de presión y temperatura, de peso sobre la broca y de tensión y compresión.

Los ítems que se deberían considerar son: Broca de perforación, herramientas MWD, herramientas LWD, sistema de telemetría, sistema rotativo direccional, peso sobre la broca, modelo de torque y arrastre.

- **Costo y tiempo:** Dar un estimado de tiempo y costos en un proyecto de geonavegación es muy complejo. El tiempo y el costo de perforación de pozos podrían variar dependiendo de la profundidad y la complejidad de la operación. Una muy buena opción para estimar el tiempo de perforación es planeando el proyecto de forma óptima. Para esto se deben tener en cuenta las ROP (en una operación de geonavegación una ROP en una formación de arenas someras varía entre 200-150 m/hr y una ROP promedio de una formación apretada podría estar entre 3-10 m/hr). Es decir la litología y la planeación del pozo son etapas fundamentales en el proyecto.

En cuanto al costo, es mucho más complicado y de antemano solo se puede decir que la información y el entendimiento del campo seguramente reducirán el costo del proyecto. Además el equipo de trabajo debería estar mentalizado en evitar cualquier sidetrack bajo cualquier situación, pues estos implican aumentos en el costo.

Lo más recomendable a la hora de reducir los costos del pozo, es utilizar un software de predicción de riesgos como por ejemplo Osprey de Schlumberger, y algunos otros programas que mejoran la capacidad del módulo de geonavegación de software como Petrel. La aplicación interactiva de Osprey Risk fue diseñada para asistir a los equipos a cargo de los activos de las compañías en la planeación de pozos a través de la provisión de evaluaciones

probabilísticas de costos, tiempos y riesgos a la vez que se incorporan modelos geológicos y geomecánicos en el proceso.¹¹⁹

Los ítems que se deberían considerar son: análisis costo-beneficio del software, mecanismos para evitar sidetracks, ROP estimadas, campañas anticolidión, contratación de las compañías prestadoras de servicios, entendimiento del yacimiento garantizado, estimación de tiempos de viaje.

- **Condiciones de yacimiento:** Este es quizás uno de los ítems más importantes pues es la justificación del proyecto. Un yacimiento se podría perforar usando geonavegación siempre y cuando cumpla con ciertas características especiales como por ejemplo: la continuidad de los estratos, contrastes de resistividad que permitan usar geonavegación proactiva, canales de arena bien definidos, un cut off de resistividad bien definidos para considerar el espesor neto.

Muchas veces la ubicación del pozo en la arena objetivo dependerá principalmente del objetivo del pozo, la propiedades del aceite o la fase de desarrollo del campo, por ejemplo si el aceite es muy pesado y se quiere aplicar una técnica de recobro térmico, lo más recomendable es ubicar el pozo en la sección más cercana a la arcilla base del yacimiento.

Los ítems que se deberían considerar son: Espesores factibles de navegar, cut off de resistividad bien definidos, superficies estratigráficas definidas, canales de arenas limpias y con hidrocarburos, continuidad de los estratos garantizados, contrastes de resistividad claros que permitan la navegación, conocimiento de los topes de las formaciones.

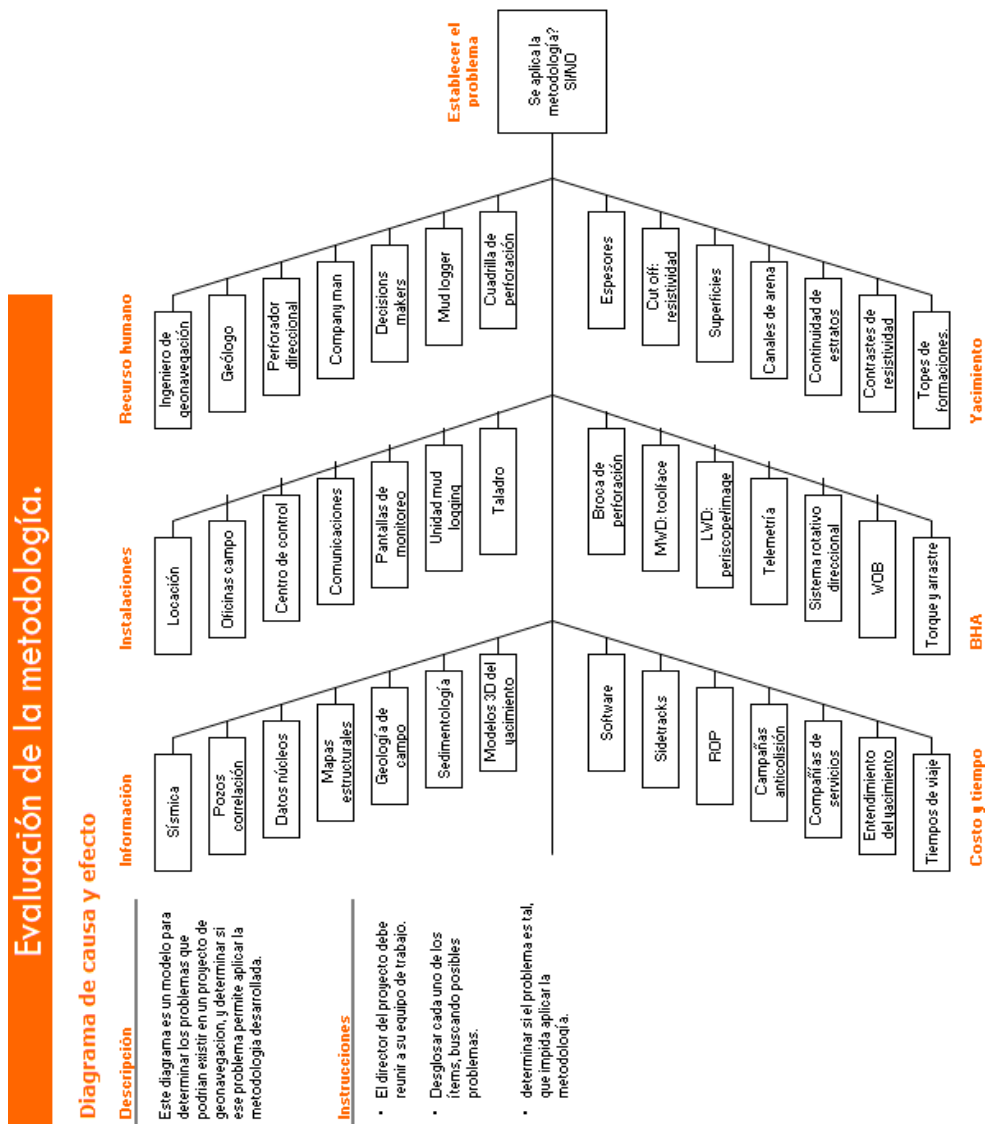
Habiendo explicado los ítems más relevantes del diagrama, se muestra un modelo base para un caso de geonavegación.

¹¹⁹ SCHLUMBERGER, oilfield review; Mejoras en la colocación de pozos con el modelado durante la perforación. Primavera 2007.p. 8

Lo ideal es que los miembros del equipo de trabajo hasta este punto (Interesados en desarrollar el proyecto, antes de iniciar el proyecto), se reúnan y recurran a juicios de expertos, para evaluar si se cumplen con los estándares anteriormente dados.

Una vez que se hayan confirmado cada uno de los elementos, con cada uno de sus respectivos ítems, se puede asegurar que la metodología esta lista para aplicarse. Cabe destacar que ninguno de los ítems es indispensable o descartable, y quedara a juicio del director del proyecto de geonavegación aplicar o no la metodología aquí propuesta.

Figura 84: diagrama causa y efecto para determinar si se aplica o no la metodología.



Lo anterior indica que la metodología es únicamente aplicable si el yacimiento de interés se conoce de antemano, y se encuentra en una etapa de desarrollo media. Esto se debe a que este procedimiento requiere de un buen conocimiento del campo y un entendimiento avanzado de todas las cuestiones aquí relacionadas. Por consiguiente, esta metodología no debería ser aplicada en campañas de perforación primarias ni campañas de perforación exploratorias, sino más bien hasta que no se cuente con la información necesaria para llevar a cabo la metodología de forma óptima.

11. CONCLUSIONES

- La aplicación de la metodología requiere conocer varios conceptos claves de geonavegación y un conocimiento extenso de sus tres principales componentes, las herramientas MWD, LWD y los sistemas de navegación.
- La metodología fue desarrollada en ambientes sedimentarios de tipo fluvial, sin embargo esto no impide que se pueda hacer extensivo su uso a cualquier tipo de ambiente sedimentario.
- Es indispensable considerar todos los métodos que se aplican en la práctica para disminuir la incertidumbre, minimizar riesgos y optimizar el posicionamiento del pozo, pues estos garantizan el éxito del proyecto.
- La geonavegación no es un procedimiento simple, sin embargo sus fases de planeación, monitoreo y navegación se pueden llevar a cabo de manera secuencial, siempre y cuando se complemente con el modelado interactivo y algoritmos computacionales.
- La última palabra para decidir si se aplica o no la metodología en la perforación de un pozo la tiene el líder del proyecto, apoyado y respaldado por lo que haya decidido el equipo de trabajo del proyecto basándose en el diagrama causa-efecto aquí presentado.

12. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda realizar una guía detallada donde se valore únicamente el tipo de herramienta LWD que se utilizara, dependiendo de la formación, el objetivo del pozo y su profundidad; lo anterior es necesario pues en la metodología presentada, solo se dan recomendaciones y pautas para dicha selección.
- Es importante desarrollar una metodología exclusiva para el posicionamiento de pozos en yacimientos no convencionales, en la cual se contemplen las herramientas y métodos que se aplican hoy en día en este tipo de yacimientos como por ejemplo gas asociado a mantos de carbón, shale gas y oil shale.
- Se recomienda postular otros tipos de métodos para evaluar la aplicabilidad de la metodología, la ingeniería de proyectos propone gran cantidad de métodos para evaluar la aplicabilidad y la calidad de las herramientas en la planeación de proyectos.
- Es recomendable elaborar una metodología para cada una de las formas de geonavegación conocidas, ya sea proactivamente o reactivamente, pues la metodología aquí propuesta no distingue y generaliza entre estas dos técnicas.

BIBLIOGRAFIA.

ANH. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new proposal. Bogotá, Colombia. 2007.

ARCHE, Alfredo. Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid. Vol. 1. 1992.

BOGGS, Sam. Principles of sedimentology and stratigraphy. Cuarta edición. New Jersey: Prentice hall. 2006.

CARDEN, Richard. Directional horizontal drilling manual. Tulsa Oklahoma: Petroskills,llc. an ogci company, 2007.

CUADROS, Jaime; OSSA, Nicolas. Horizontal well placement optimization for heavy oil production in Girasol field. SPE 132884. June 2010.

CUADROS, Jaime; SALAMANCA. Andrey; AMADO Nestor. Horizontal well placement for heavy oil production in Colombia. SPE 157926. June 2012.

GRIGGITHS, Rogers. Well placement Fundamentals. Texas 2009.

LOZANO. E, VELASCO. J, SALAMANCA. A, ROMERO. D. Horizontal well placement in thin shallow reservoir sands for heavy oil fields development. Mansarovar Energy, Ecopetrol, Schlumberger. ACIPET. 2013.