



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Geolocalización utilizando las
herramientas
"LWD & MWD"**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Ricardo Ortiz Sanchez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado GEOLOCALIZACION UTILIZANDO LAS HERRAMIENTAS □LWD & MWD□ que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

RICARDO ORTIZ SANCHEZ
Número de cuenta: 309345121

Agradecimientos:

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han sido parte de este momento, amigos, compañeros, profesores, especialmente a mi familia que me acompañó en todo el proceso. Gracias por su apoyo, su tiempo y su confianza, cada gesto, palabra y acción han sido muy valiosos y han contribuido de manera significativa.

A las personas que, de una u otra forma, aportaron algo valioso, hubo quienes aportaron con su conocimiento, sus consejos y sus enseñanzas, quienes ofrecieron su tiempo, su atención y su disposición y a todas las personas que fueron parte de este esfuerzo, gracias.

A todas las personas que estuvieron, que apoyaron, que creyeron, directa o indirectamente y que formaron parte de este proceso, gracias de corazón.

De igual manera, agradezco profundamente a mi universidad, por haber sido parte fundamental en mi formación académica y personal, agradezco el compromiso de la UNAM con la educación, así como la dedicación de quienes forman parte de ella, por su esfuerzo constante en la formación de estudiantes, que contribuyeron a mi desarrollo como persona.

Muchas Gracias.

Índice.

Lista de figuras	6
Introducción	8
1 Capítulo I	9
1.1 Conceptos	9
1.1.1 Historia de la geolocalización	9
1.1.2 Tipos de trayectoria de perforación	11
1.1.2.1 Trayectoria tipo J	11
1.1.2.2 Trayectoria tipo S	11
1.1.2.3 Trayectoria tipo S modificada	12
1.1.2.4 Trayectoria tipo horizontal	12
1.1.2.5 Trayectoria tipo alcance extendido	13
1.1.2.6 Trayectoria tipo multilateral	13
1.1.3 Objetivos complejos que pueden llevar a operaciones críticas	14
1.1.3.1 Desviación de pozo (Sidetrack)	14
1.1.3.2 Formación con fallas	14
1.1.3.3 Intrusiones o domos salinos	15
1.1.3.4 Áreas inaccesibles	15
1.1.3.5 Pozo de alivio	16
1.1.4 Objetivos de perforación de pozos petroleros	16
1.1.4.1 Pozo terrestre hacia objetivo marino	16
1.1.4.2 Pozo de alcances múltiples	17
1.1.4.3 Plataforma o instalaciones con pozos múltiples	17
1.1.4.4 Yacimiento con desarrollo múltiple	18
1.1.5 Técnicas de apoyo para la geolocalización	19
1.1.5.1 Sísmica de hidrocarburos	19
1.1.5.2 Correlación de pozos de hidrocarburo	20
1.1.5.3 Correlación estructural	21
1.1.5.4 Correlación estratigráfica	21
1.1.5.5 Visualización 3D	22
2 Capítulo II	23
2.1 Herramientas	23
2.1.1 Herramientas de desviación y dirección	23
2.1.1.1 Motores de fondo	23
2.1.1.2 Herramientas de deflexión	25
2.1.1.3 Herramientas de rotación	26
2.1.1.4 Estabilizadores	28
2.1.2 Sistema LWD y MWD	30
2.1.2.1 Registro LWD. (Logging While Drilling / registro durante la perforación)	30
2.1.3 Sistema MWD. (Measurement While Drilling / medición durante la perforación)	32
2.1.4 Registros geofísicos	34
2.1.4.1 Registro radiactivo	35
2.1.4.2 Registro de rayos gamma	35
2.1.4.3 Registro resistivo	36
2.1.4.4 Registro laterolog profundo. (Deep Logging Laterolog) LLD	37
2.1.4.5 Registro laterolog somero. (Shallow Logging Laterolog) LLS	37
2.1.5 Telemetría de las herramientas LWD y MWD	38
2.1.5.1 Proceso de telemetría LWD:	38
2.1.5.2 Proceso de telemetría MWD:	39

3	Capítulo III.....	40
3.1	Técnica de geolocalización.....	40
3.1.1	Geolocalización.....	40
3.1.1.1	Geolocalización proactiva.....	42
3.1.1.2	Posicionamiento de pozo.....	43
3.1.2	Conjunto de herramientas de geolocalización.....	45
3.1.2.1	Registro de imágenes resistivas.....	45
3.1.2.2	Registro multifuncional de las propiedades de la formación.....	46
3.1.2.3	Registro direccional y de posicionamiento.....	46
3.1.2.4	Registro resistivo direccional.....	46
3.1.2.5	Registro acústico.....	46
3.1.3	Ventajas y desventajas de la geolocalización.....	47
3.1.3.1	Ventajas.....	47
3.1.3.2	Desventajas.....	48
3.1.4	Proceso de seguimiento y control de la geolocalización.....	49
4	Capítulo IV.....	50
4.1	Simulación y aplicación de la geolocalización.....	50
4.1.1	Pozo B-42, oct 2019.....	50
4.1.1.1	Trayectoria planeada B-42.....	51
4.1.1.2	Sección sísmica B-42.....	52
4.1.1.3	Correlación estructural B-42.....	54
4.1.1.4	Correlación estratigráfica B-42.....	54
4.1.1.5	Interpretación de la correlación de pozos.....	55
4.1.1.6	Cálculo de buzamiento o inclinación aparente B-42.....	56
4.1.1.7	Trayectoria actual.....	57
4.1.1.8	Atravesando la arena objetivo.....	58
4.1.2	E-29, sept 2022.....	59
4.1.2.1	Visualización 3D.....	59
4.1.2.2	Correlación de pozos.....	60
4.1.2.3	Diámetro de investigación resistividad azimutal.....	61
4.1.2.4	Simulación de curvas E-101.....	62
4.1.2.5	Detección temprana cercanos a la anhidrita inferior.....	63
4.1.2.6	Detección temprana cercanos a la anhidrita superior.....	64
4.1.2.7	Análisis de la información.....	65
4.1.2.8	Geolocalización en tiempo real.....	66
4.1.3	B-81, enero 2023.....	67
4.1.3.1	Simulación de curvas LWD.....	68
4.1.3.2	Escenario con trayectoria modificada saliendo por la parte superior de la arena JSO.....	69
4.1.3.3	Geolocalización en tiempo real.....	70
4.1.3.4	Visualización 3D, pozo B-81.....	71
4.1.3.5	Geolocalización en tiempo real, pozo B81.....	72
4.1.4	Opinión sobre el uso de la tecnología de geolocalización.....	73
4.1.5	Post-perforación.....	74
	Conclusiones.....	75
	Bibliografía.....	76

Lista de figuras

Figura 1.1 Historia de las herramientas LWD y MWD.....	10
Figura 1.2 Trayectoria tipo J.....	11
Figura 1.3 Trayectoria tipo S.....	11
Figura 1.4 Trayectoria tipo S modificada.....	12
Figura 1.5 Trayectoria tipo horizontal.....	12
Figura 1.6 Trayectoria tipo alcance extendido.....	13
Figura 1.7 Trayectoria tipo multilateral.....	13
Figura 1.8 Desviación de pozo.....	14
Figura 1.9 Formación con fallas.....	14
Figura 1.10 Intrusiones o domos salinos.....	15
Figura 1.11 Áreas inaccesibles.....	15
Figura 1.12 Pozo de alivio.....	16
Figura 1.13 Pozo terrestre hacia objetivo marino.....	16
Figura 1.14 Pozo de alcances múltiples.....	17
Figura 1.15 Plataforma o instalaciones con pozos múltiples.....	17
Figura 1.16 Yacimiento con desarrollo múltiple marino.....	18
Figura 1.17 Yacimiento con desarrollo múltiple terrestre.....	18
Figura 1.18 Sísmica de hidrocarburos.....	19
Figura 1.19 Correlación de pozos de hidrocarburo.....	20
Figura 1.20 Correlación estructural.....	21
Figura 1.21 Correlación estratigráfica.....	21
Figura 1.22 Visualización 3D.....	22
Figura 2.1 Herramientas de desviación y dirección.....	23
Figura 2.2 Motor de fondo.....	24
Figura 2.3 Herramientas deflexión.....	25
Figura 2.4 Herramientas de rotación.....	26
Figura 2.5 Estabilizadores.....	28
Figura 2.6 Efecto: construir, mantener y disminuir trayectoria.....	29
Figura 2.7 Sistema LWD y MWD.....	30
Figura 2.8 Registros geofísicos.....	34
Figura 2.9 Registro radiactivo.....	35
Figura 2.10 Funcionamiento de la herramienta de resistividad, teniendo tres profundidades de investigación, somero, intermedio y profundo.....	36
Figura 2.11 Funcionamiento de la herramienta de registro laterolog.....	37
Figura 2.12 Telemetría de las herramientas LWD y MWD.....	38
Figura 3.1 Visor de la herramienta de geolocalización.....	41
Figura 3.2 Geolocalización marina.....	41
Figura 3.3 Geolocalización proactiva.....	42
Figura 3.4 Posicionamiento de pozo.....	43
Figura 3.5 Punto aterrizaje de pozo de acuerdo a la inclinación.....	44
Figura 3.6 Conjunto de herramientas de geolocalización.....	45
Figura 4.1 Trayectoria planeada B-42.....	51
Figura 4.2 Mapa de isopaca del campo “B”, donde se muestra el pozo B- 42, entre los puntos de referencia A & A’.....	52
Figura 4.3 Sección sísmica B-42, entre los puntos de referencia A & A’.....	52
Figura 4.4 Mapa de isopaca del campo “B”, donde se muestra el pozo B- 42, entre los puntos de referencia B & B’.....	53
Figura 4.6 Sección sísmica B-42, entre los puntos de referencia B & B’.....	53
Figura 4.7 Correlación estructural B-42.....	54

Figura 4.8	Correlación estratigráfica B-42.	54
Figura 4.9	La capa de la formación se va haciendo más delgada. Pozo B-42.	55
Figura 4.10	Vista de cómo se puede encontrar los hidrocarburos a través de la formación..	55
Figura 4.11	buzamiento o ángulo de inclinación.	56
Figura 4.12	Cálculo de buzamiento aparente B-42	56
Figura 4.13	Trayectoria actual, pozo B-42.	57
Figura 4.14	Atravesando la arena Objetivo, pozo B-42.	58
Figura 4.15	Información general, pozo E-29.	59
Figura 4.16	Visualización 3D, pozo E-29.	59
Figura 4.17	Correlación de pozos, pozo E-29.	60
Figura 4.18	Diámetro de investigación resistividad azimutal, pozo E-29.	61
Figura 4.19	Simulación de curvas, pozo E-101.	62
Figura 4.20	Detección temprana cercanos a la anhidrita inferior, pozo E-101.	63
Figura 4.21	Detección temprana cercanos a la anhidrita superior, pozo E-101.	64
Figura 4.22	Geolocalización en tiempo real., pozo E-29.	66
Figura 4.23	Información general, pozo B-81.	67
Figura 4.24	Correlación de pozos, pozo B-85 ST.	67
Figura 4.25	Interpretación de los registros geofísicos, pozo B-85 ST.	67
Figura 4.26	Simulación de curvas LWD, pozo B-85 ST.	68
Figura 4.27	Simulación saliendo por la parte superior, pozo B-85 ST.	69
Figura 4.28	Correlación de pozos del campo “B” y seguimiento y control del pozo B-81 en tiempo real.	70
Figura 4.29	Visualización 3D, pozo B-81.	71
Figura 4.30	Geolocalización en tiempo real, pozo B-81.	72
Figura 4.31	Sugerencia del uso de la tecnología de geolocalización.	73
Figura 4.32	Parte de un diario de geolocalización.	74

Introducción

Dentro de la industria petrolera y con el paso del tiempo, la geolocalización ha dado respuesta a la necesidad de optimizar la ubicación y la trayectoria del pozo durante el proceso de perforación, con el objetivo de guiar con mayor precisión la trayectoria y el posicionamiento de los pozos petroleros dentro de la o las zonas de interés, reducir los riesgos operacionales, prevenir las áreas no deseadas y maximizar la recuperación de hidrocarburos. Utilizando herramientas en tiempo real como LWD (“Logging While Drilling”) y MWD (“Measurement While Drilling”), las cuales permiten obtener información geológica y petrofísica del subsuelo mientras se perfora, sin necesidad de interrumpir las operaciones, proporciona los datos necesarios para ajustar la dirección y controlar la trayectoria del pozo con precisión hasta alcanzar los objetivos; también ayudan a la toma de decisiones, evitando obstáculos como domos salinos, cuerpos acuáticos, etc. Además, reduce el tiempo de perforación, ya que se perfora en todo momento, ayudando a los costos operacionales; otro beneficio se presenta al minimizar los riesgos de operación.

Las herramientas están integradas por un conjunto de sensores, los cuales recopilan los datos en tiempo real. La herramienta LWD mide parámetros geológicos y petrofísicos (resistividad, densidad, porosidad, etc.); la herramienta MWD mide parámetros direccionales (inclinación, azimut, orientación del pozo, etc.). Los datos recopilados son enviados a la superficie en tiempo real por un sistema de telemetría, permitiendo una toma de decisiones inmediatas durante el proceso de perforación, reduciendo riesgos y aumentando la eficiencia operativa.

Para aumentar la precisión de la técnica de geolocalización, esta se va a apoyar en otras técnicas que se van a retroalimentar; algunas de ellas son correlación de pozos, sísmica de hidrocarburos, modelos dinámicos 3D. Las principales aplicaciones se presentan en perforaciones que requieran precisión direccional y colocación del pozo, como perforaciones profundas, pozos horizontales, objetivos múltiples y proyectos de alcance extendido, etc.

1 Capítulo I

1.1 Conceptos...

1.1.1 Historia de la geolocalización

La geolocalización en ingeniería petrolera surge en el siglo XX, con el desarrollo de tecnologías y técnicas para determinar la ubicación y la trayectoria de los pozos de petróleo. Cuando la industria petrolera empezó a explotar yacimientos más profundos y de acceso complicado, se hizo necesario crear métodos de localización subterránea más exactos. En las primeras etapas de la industria petrolera, la geolocalización se basó principalmente en técnicas de brújula y medición de profundidad. Estos métodos proporcionaron información limitada sobre la dirección y la posición del pozo. Sin embargo, a medida que la perforación se volvió más compleja, surgieron nuevas necesidades.

En la década de 1950, se introdujo el uso de herramientas de medición de tipo eléctrico para registrar las propiedades de las formaciones geológicas. Estos registros eléctricos permitían obtener información más detallada sobre la composición y la estructura del subsuelo; esto marcó un importante avance para la geolocalización, ya que proporcionó datos valiosos para orientar la perforación y evitar desviaciones no deseadas.

Con el tiempo, se introdujo la tecnología de registro LWD (“Logging While Drilling” / Registró durante la perforación), que permitió la adquisición de datos en tiempo real durante la perforación; utilizaron sensores gamma y resistividad, entre otros, para obtener información sobre las formaciones geológicas atravesadas por el pozo. Este sistema brinda información en tiempo real acerca de la ubicación y orientación del pozo, facilitando la corrección inmediata de la trayectoria de perforación.

GEOLOCALIZACIÓN UTILIZANDO LAS HERRAMIENTAS “LWD & MWD”

Posteriormente, surgió la tecnología de registro MWD (“Measurement While Drilling” / Medición durante la perforación), que utiliza sensores de alta precisión para medir parámetros como la dirección, la inclinación y la temperatura del pozo en tiempo real. Esto permitió un seguimiento constante y una supervisión más precisa de la trayectoria del pozo y las características de la formación durante el proceso de perforación.

Generación	Primera (1988 a 1992)		Segunda (1993 a 1996)		Tercera (1997 a 2000)	
	Herramientas	Productos	Herramientas	Productos	Herramientas	Productos
LWD	CDN	Máxima densidad	ADN	Densidad de cuadrante	VISION475, 675, 825	Imágenes de densidad
Innovación	CDR	Superposición cuantitativa de resistividad	Calibre ultrasónico	INFORM	APWD	VISION First Look
		Anisotropía	ISONIC	Pantalla GeoSteering	Herramienta de evaluación de la porosidad	INFORM 3D
		Evaluación rápida de la formación	ARC5	Pantalla de correlación		
			RAB		ARC312, ARC900	
			GeoSteering			
			IMPulse			
			Drill-Bit Seismic	MACH-1	Sísmica de MWD	
		Evaluación de la formación durante la perforación	Lecturas azimutales		Mayor exactitud	
		Resistividad compensada por efectos del agujero	Imágenes de resistividad		Aplicación en un mayor rango de diámetros de agujeros	
		Resistividad de espaciamiento dual	Arreglo de resistividades		Fuente no química	
	Resistividad densidad-neutrón	Resistividad frente a la barrena		Imágenes en tiempo real		
		Motor instrumentado		Mayor confiabilidad		
MWD	DWOB	MEL	MVC	Alarmas inteligentes	VIPER	PERFORM
	DTOR	SPIN	RWOB	KickAlert	AIM	
		PERT	IWOB	Derrumbes		
	Slim 1		SHARP	Cono de la barrena atascado	SlimPulse	
	M1-M3		PowerPulse	Diagrama anticollisión		
				Monitor PowerDrilling		
Sist. de control de superf.	FAST		IDEAL			
Tasa máxima de transmisión de la telemetría en bits por segundos (bps)	3		6 a 10		12 a 16	
Comunicaciones	Facsimile		InterACT		InterACT Web Witness	
Aplicación principal	Correlación		Geonavegación exitosa en el yacimiento		Decisiones en tiempo real para mayor eficiencia de la perforación y manejo del riesgo	
	Evaluación de la formación		Evaluación de la formación		Geonavegación hacia la mejor parte del yacimiento	
	Reconocimiento					

^ Historia de la introducción de las tecnologías de registros adquiridos (perfilaje) durante la perforación (LWD) y mediciones durante la perforación (MWD).

Figura 1.1 Historia de las herramientas LWD y MWD.
(Schlumberger).

1.1.2 Tipos de trayectoria de perforación.

1.1.2.1 Trayectoria tipo J.

Consta de una sección vertical, desde superficie hacia el subsuelo hasta obtener la profundidad deseada, seguida de una desviación curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta conseguir la trayectoria esperada (construir), y una sección tangencial o de mantenimiento de ángulo y rumbo a fin de alcanzar el objetivo geológico.



Figura 1.2 Trayectoria tipo J.

(PEMEX, Guía práctica para diseño de la perforación direccional, 2008).

1.1.2.2 Trayectoria tipo S.

Vertical, construir, mantener y disminuir el ángulo y rumbo; está conformado por una sección vertical, desde superficie hacia el subsuelo hasta obtener la profundidad deseada, seguida de una desviación curva donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta conseguir la trayectoria esperada (construir), luego una sección tangencial (mantener), y por último se tiene una sección en donde se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo geológico (disminuir o caída).

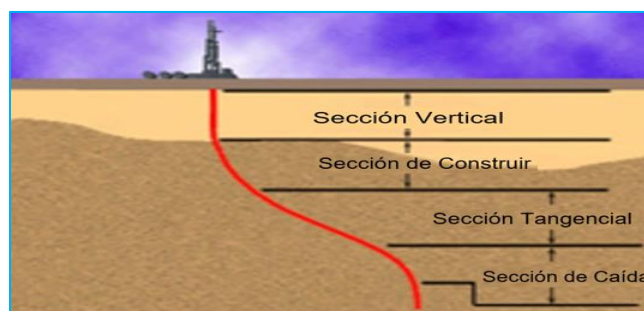


Figura 1.3 Trayectoria tipo S.

(PEMEX, Guía práctica para diseño de la perforación direccional, 2008).

1.1.2.3 Trayectoria tipo S modificada.

A diferencia de la trayectoria tipo S, la modificación se da debido al aumento de ángulo, para darle una mayor curvatura, una sección tangencial intermedia para mantener la dirección hacia el objetivo geológico.

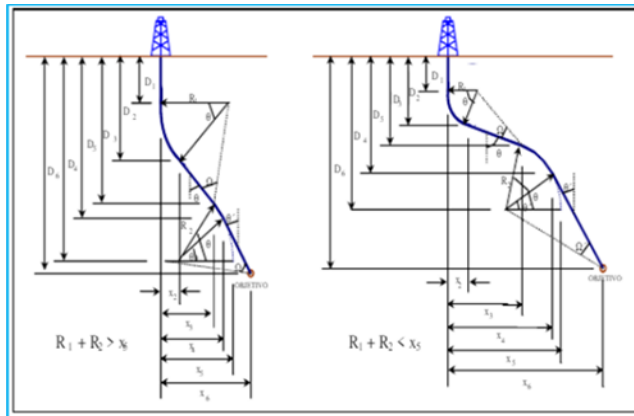


Figura 1.4 Trayectoria tipo S modificada.

PEMEX, Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la

1.1.2.4 Trayectoria tipo horizontal.

Tiene una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangencial, una segunda sección de construcción y una sección horizontal, se perfora por encima del yacimiento, después se desvía y se incrementa el ángulo hasta alcanzar 90° grados o más. Este tipo de pozo se perfora paralelamente a la zona productora con la intención de no limitarse solo al espesor neto de la formación sino para tener mayor área de contacto.

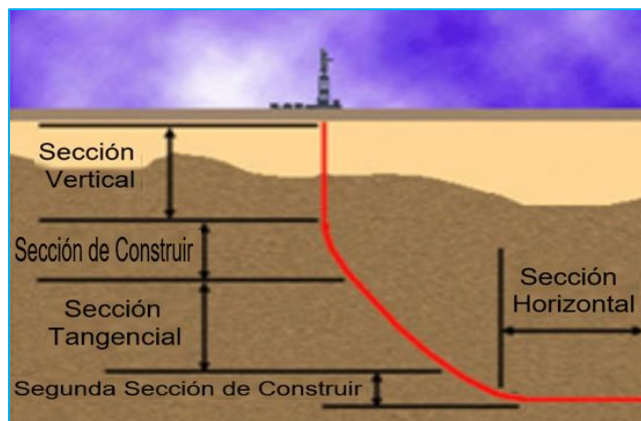


Figura 1.5 Trayectoria tipo horizontal.

(PEMEX, Guía práctica para diseño de la perforación direccional, 2008).

1.1.2.5 Trayectoria tipo alcance extendido.

Generalmente son campos cercanos a la costa que pueden ser desarrollados desde tierra, son desviados de su vertical y su sección de construcción e inclinación, son construidos de tal manera que permiten un mayor desplazamiento horizontal para alcanzar un objetivo a una cierta distancia de la superficie. Este tipo de pozos pueden alcanzar sus objetivos a más de 10 km de la ubicación del pozo, algunas de sus ventajas son minimizar los costos, así como el impacto ambiental.

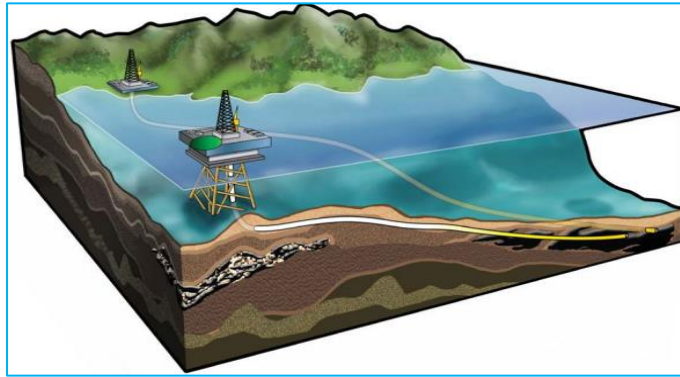


Figura 1.6 Trayectoria tipo alcance extendido. (Zarco, 2018).

1.1.2.6 Trayectoria tipo multilateral.

Este tipo utiliza un solo pozo principal, donde se perfora verticalmente hasta encontrar la formación productora, posteriormente se hacen múltiples perforaciones horizontales hacia las áreas productoras. Siempre y cuando se presenten las condiciones para este tipo, es una buena alternativa para desarrollar un yacimiento, como en el caso, tipo de alcance extendido, algunas de sus ventajas son minimizar los costos, así como el impacto ambiental.

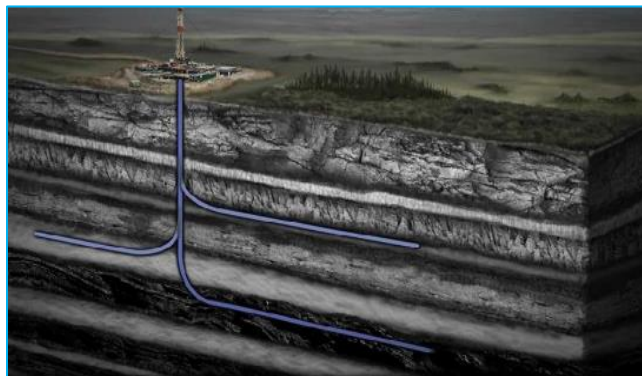


Figura 1.7 Trayectoria tipo multilateral. (Schlumberger, 2012).

1.1.3 Objetivos complejos que pueden llevar a operaciones críticas.

1.1.3.1 Desviación de pozo (Sidetrack).

Técnica de evitar obstrucciones y zonas de interés desfavorables; consta de desviar el pozo haciendo un nuevo agujero en la zona identificada como problemática, a lo largo de la tubería, debido a causas como pescados que se han quedado en el agujero provocando obstáculos, pegadura de la tubería, desprendimiento de la sarta de perforación, agotamiento de la zona productora, conificación del contacto agua-gas en la zona productora; se puede realizar una o más desviaciones para penetrar la formación en una zona productora más favorable.

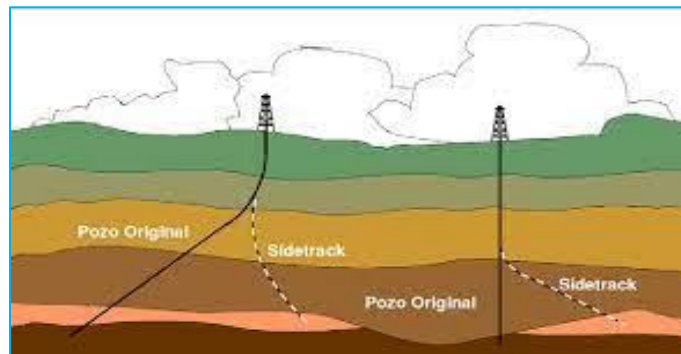


Figura 1.8 Desviación de pozo. (Cervantes, 2011).

1.1.3.2 Formación con fallas.

Esta técnica se centra en evitar atravesar alguna falla a lo largo de la formación, para impedir complicaciones futuras; estas pueden hacer que la barrena siga perforando a través de la falla, lo que causaría problemas indeseados.

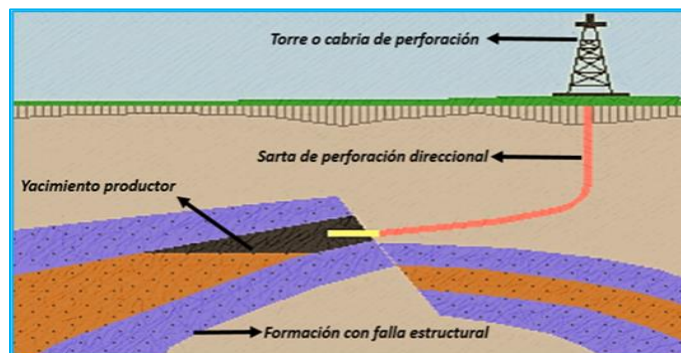


Figura 1.9 Formación con fallas. (Carlos, 2019).

1.1.3.3 Intrusiones o domos salinos.

Debido a la problemática de perforar trampas geológicas que pueden tener acumulaciones de hidrocarburos, sobre todo si se utilizan fluidos base agua en intervalos largos; se perfora a un lado de estas zonas problemáticas y cerca de la zona de interés, reduciendo los problemas asociados.

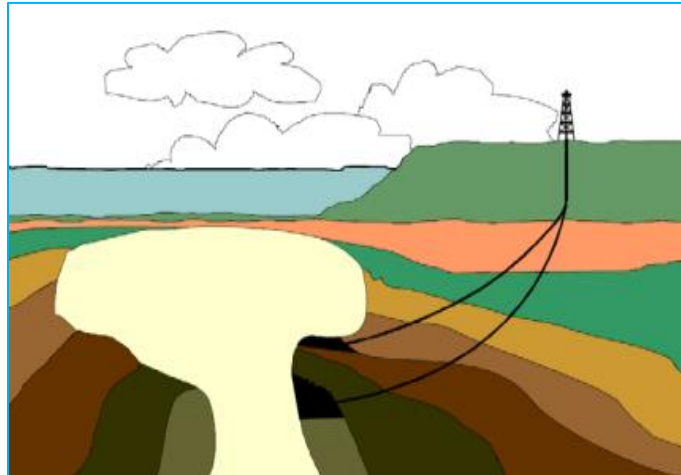


Figura 1.10 Intrusiones o domos salinos. (Cervantes, 2011).

1.1.3.4 Áreas inaccesibles.

Son los lugares o zonas donde se encuentran áreas protegidas, recursos naturales, asentamiento humano o animal, o cualquier cosa que impida que el equipo de perforación esté limitado para acceder y alcanzar el objetivo de perforación.

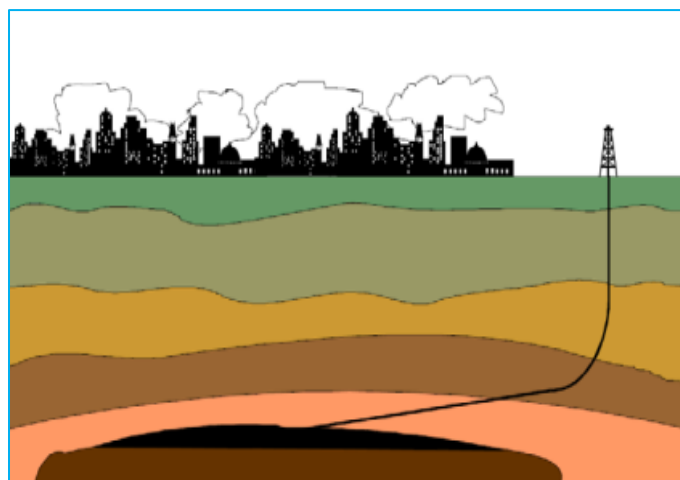


Figura 1.11 Áreas inaccesibles. (Cervantes, 2011).

1.1.3.5 Pozo de alivio.

Se realiza cuando otro pozo sufre descontrol y desde superficie ya no se puede intervenir; entonces se perfora un pozo de alivio desde donde se contrarrestan los efectos ocasionados, mediante la inyección de fluidos que controlen al pozo afectado.

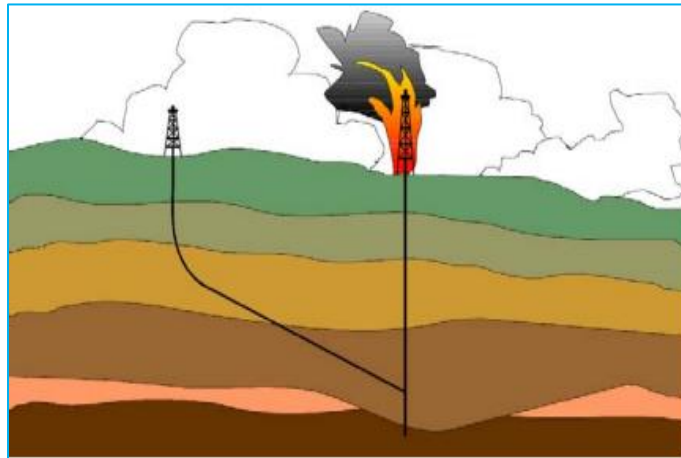


Figura 1.12 Pozo de alivio. (Cervantes, 2011).

1.1.4 Objetivos de perforación de pozos petroleros.

1.1.4.1 Pozo terrestre hacia objetivo marino.

Cuando se conoce un yacimiento debajo de tirantes de agua, pero puede alcanzarse desde tierra, este tipo de perforación es una buena opción porque los equipos marinos son más costosos que los terrestres.

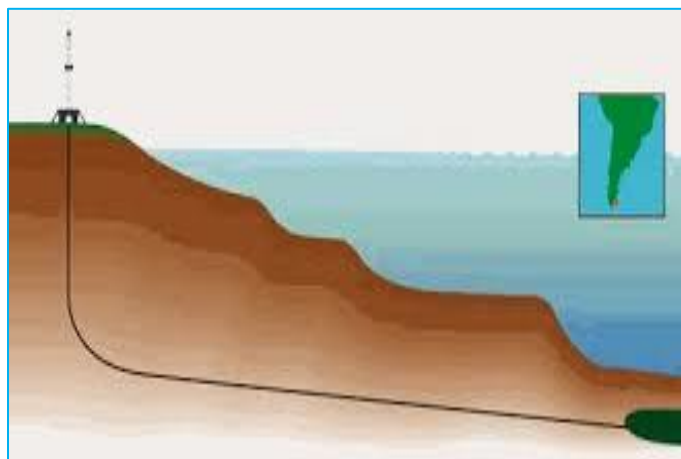


Figura 1.13 Pozo terrestre hacia objetivo marino. (Petróleo mundo blog spot, 2015).

1.1.4.2 Pozo de alcances múltiples.

Son formaciones en las que los hidrocarburos quedan separados y atrapados en discordancias, intrusiones, fallas o domos salinos. En este caso, se perfora un solo pozo hacia todas las áreas productivas para incrementar la recuperación de hidrocarburos y disminuir así los costos.

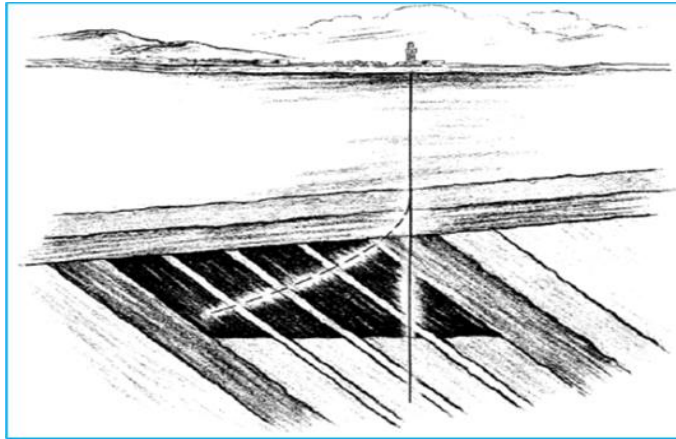


Figura 1.14 Pozo de alcances múltiples.(UNAM, 2014).

1.1.4.3 Plataforma o instalaciones con pozos múltiples.

Esta técnica permite desarrollar múltiples pozos desde una instalación con el objetivo de perforar desde una misma ubicación y minimizar los costos económicos que implica la construcción, desde el traslado de las instalaciones y equipos hasta la edificación de la infraestructura, para posteriormente desarrollar los múltiples pozos; así como minimizar el impacto ambiental. Estos son más comunes costa afuera que en pozos terrestres.

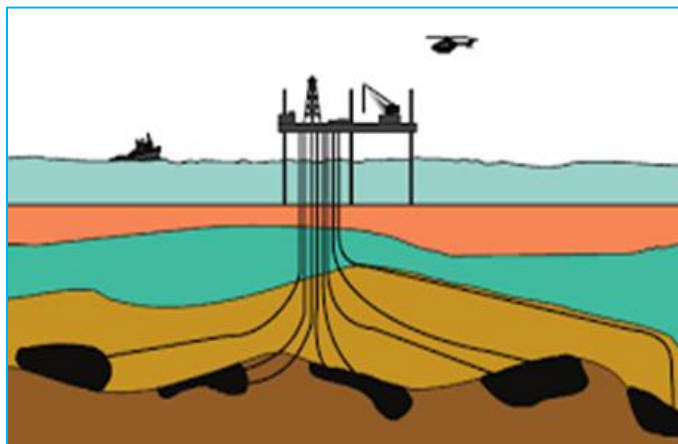


Figura 1.15 Plataforma o instalaciones con pozos múltiples.
(Cervantes, 2011).

1.1.4.4 Yacimiento con desarrollo múltiple.

Se utiliza para perforar múltiples pozos desde un pozo principal; el objetivo de esta técnica es el ahorro de tiempo y costo de perforación, tanto en pozos marinos como terrestres, sin la necesidad de perforar otro pozo; permite la colocación de múltiples perforaciones. Un beneficio de este tipo de desarrollo es aumentar la producción, dado que fluyen hidrocarburos de diferentes zonas.



Figura 1.16 Yacimiento con desarrollo múltiple marino. (Dspace.espol, 2004).

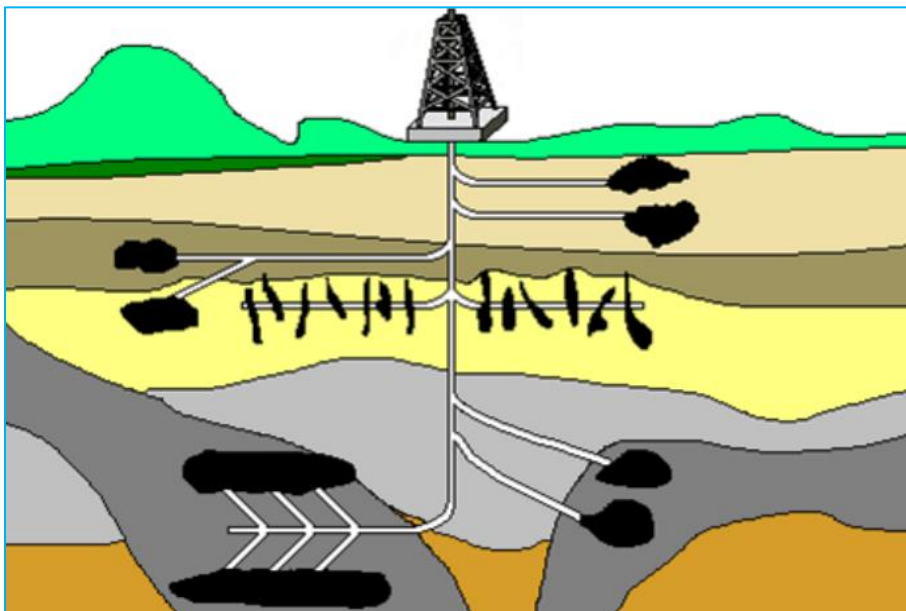


Figura 1.17 Yacimiento con desarrollo múltiple terrestre. (Cervantes, 2011).

1.1.5 Técnicas de apoyo para la geolocalización.

1.1.5.1 Sísmica de hidrocarburos.

Es una técnica utilizada en la industria petrolera para obtener imágenes y estudiar las estructuras geológicas del subsuelo con el fin de identificar y caracterizar yacimientos de petróleo y gas. Se realiza para obtener información detallada sobre las capas geológicas, la estructura del subsuelo y la presencia de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

Los registros sísmicos son fundamentales para la toma de decisiones en la exploración y producción de hidrocarburos, como la selección de ubicaciones de pozos de perforación y la planificación de operaciones de extracción.

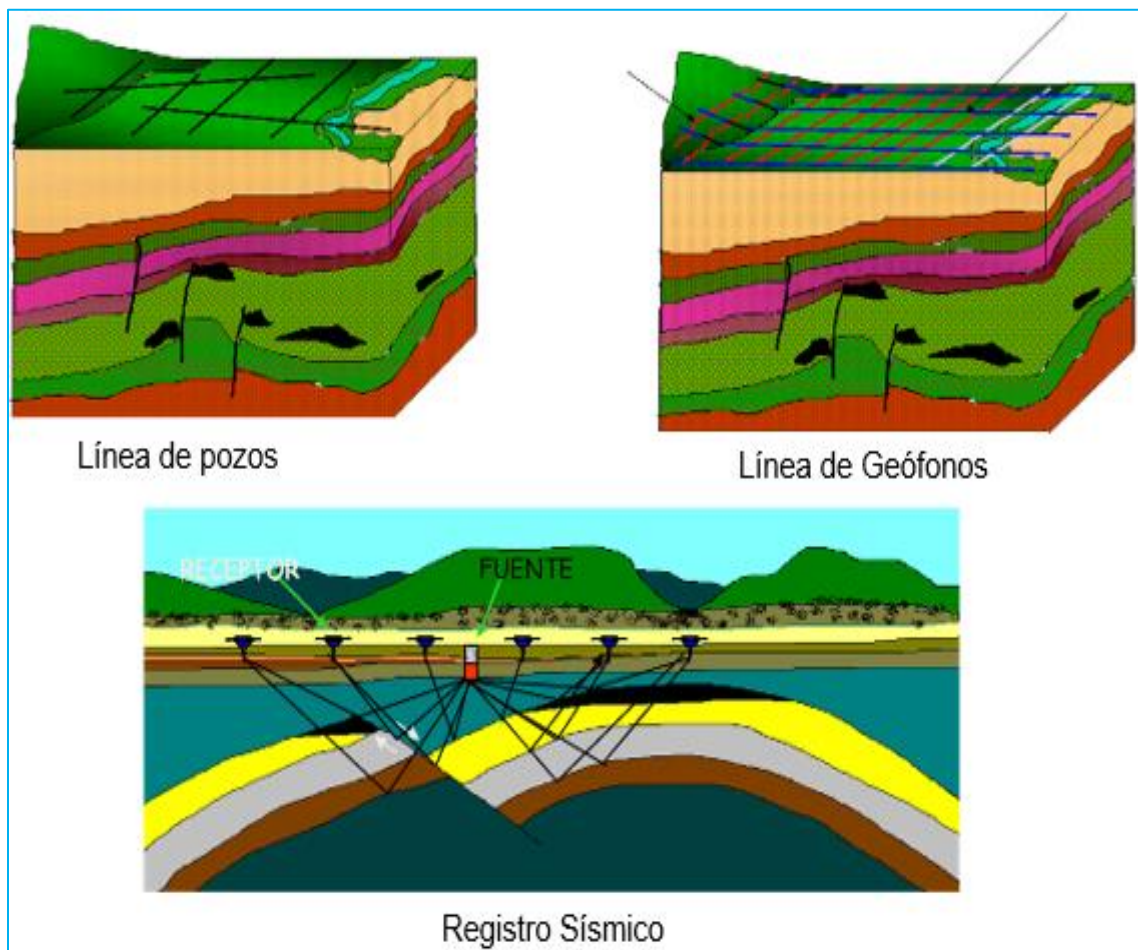


Figura 1.18 Sísmica de hidrocarburos. (Exploración sísmica blog spot, 2012).

1.1.5.2 Correlación de pozos de hidrocarburo.

Es un método para comparar pozos cercanos, que fueron perforados en una misma área geográfica, tanto a nivel estructural como estratigráfico. El objetivo principal de la correlación de pozos es comprender el acomodo de las capas de la roca en el subsuelo, lo que es fundamental para identificar la zona de interés; se basa en la comparación de datos de registros geofísicos obtenidos de diferentes pozos, para la planificación de la perforación de nuevos pozos.

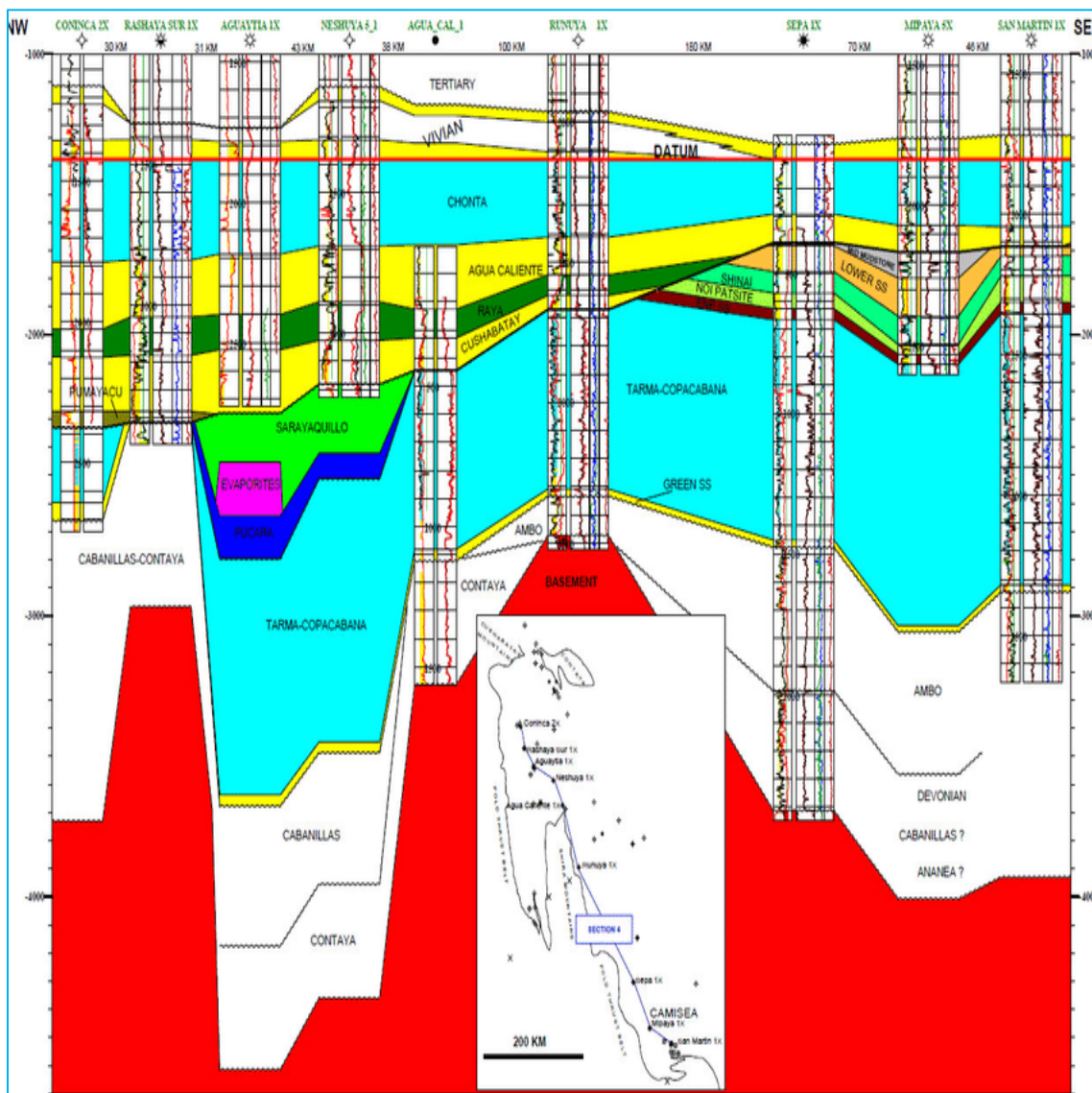


Figura 1.19 Correlación de pozos de hidrocarburo. (PARSEP, 2002).

1.1.5.3 Correlación estructural.

Son las similitudes de las estructuras y las capas de rocas que lo forman, en diferentes ubicaciones, para comprender cómo están conectadas o cómo están organizadas las formaciones de las rocas en el subsuelo. Esta técnica es importante para interpretar la distribución y extensión de las formaciones en áreas aún no exploradas.

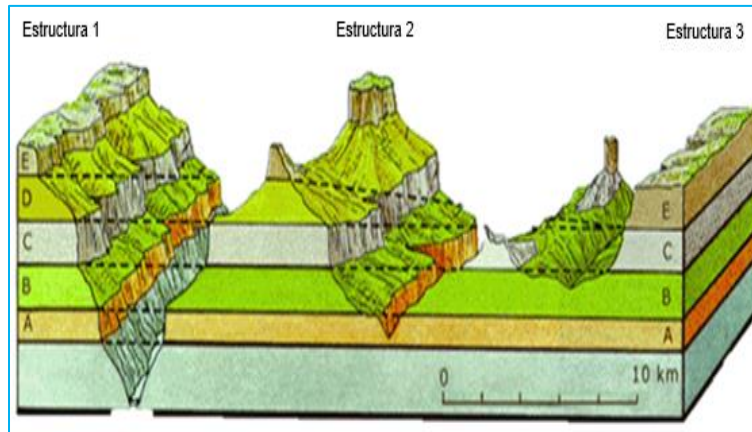


Figura 1.20 Correlación estructural. (Biolocus, 2017).

1.1.5.4 Correlación estratigráfica.

Se basa en la observación y el análisis de las características de los estratos rocosos, como su composición, litología, estructuras sedimentarias, etc. Implica la comparación y la correspondencia de capas o estratos rocosos en diferentes lugares, con el propósito de establecer relaciones temporales.

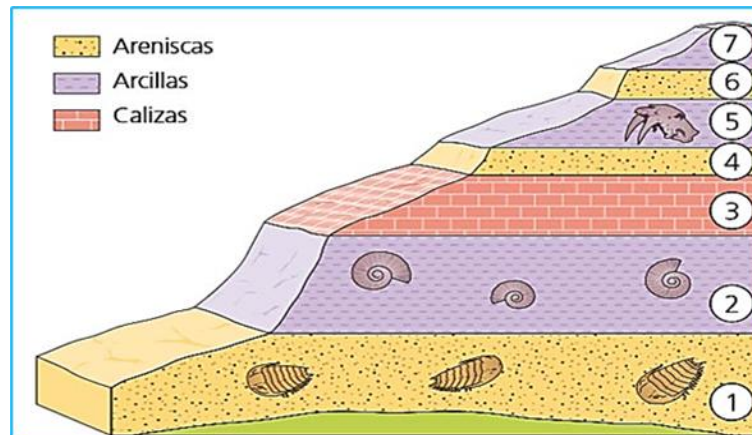


Figura 1.21 Correlación estratigráfica.
(Revista didaskalos blogs spot, 2016).

1.1.5.5 Visualización 3D.

Representación gráfica tridimensional de la geometría de las formaciones, obtenida de datos tomados por la herramienta LWD. Estos modelos permiten obtener una mejor imagen y de esta manera poder analizar las disposiciones de las capas del subsuelo, para visualizar la o las zonas de interés.

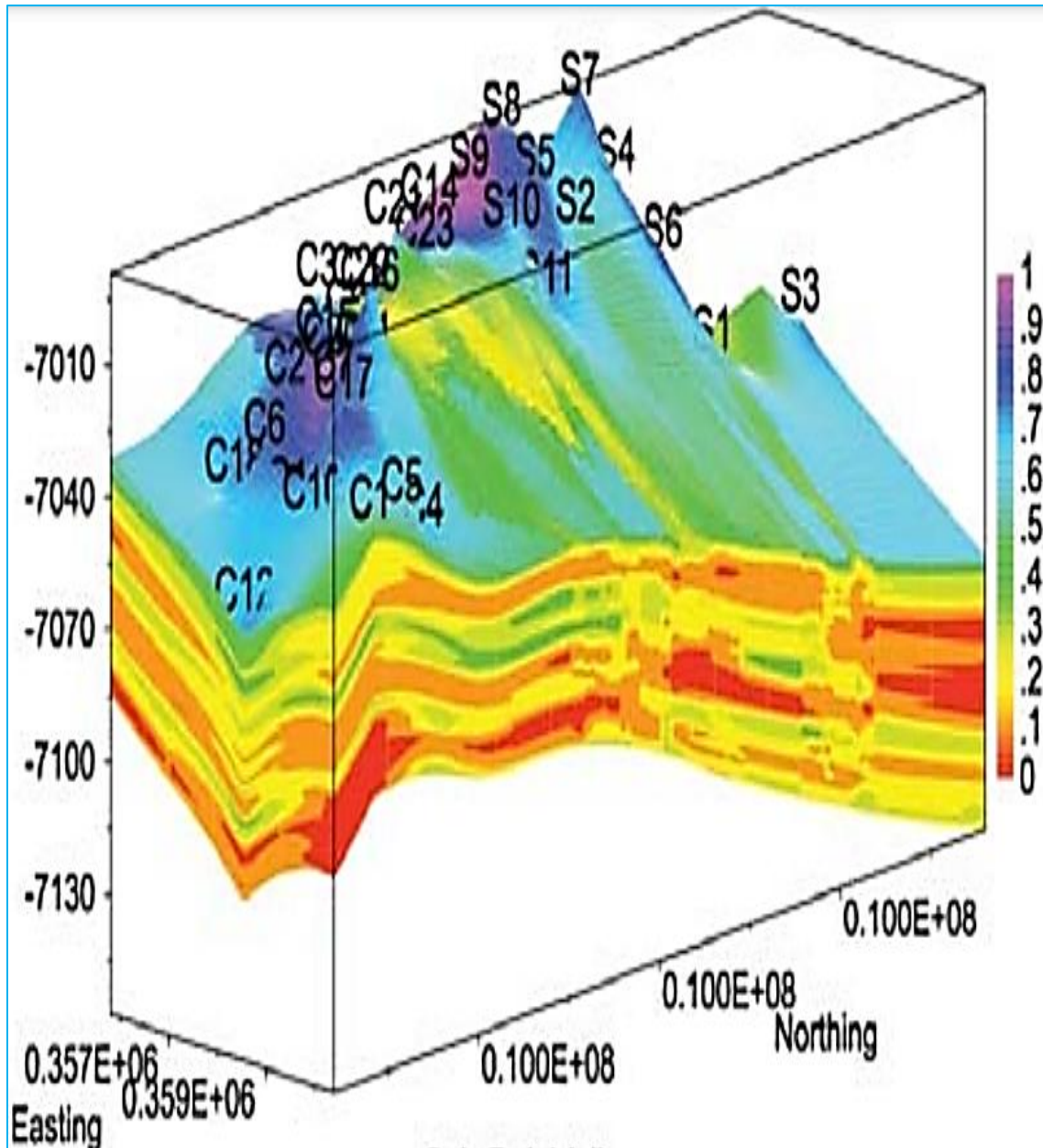


Figura 1.22 Visualización 3D. (Petroecuador, 2015).

2 Capítulo II.

2.1 Herramientas.

2.1.1 Herramientas de desviación y dirección.

Son herramientas para iniciar o corregir la deflexión de la trayectoria del pozo; se seleccionan en función de una serie de factores, incluyendo la geología de la formación, el tipo de perforación que se está realizando y los objetivos específicos.

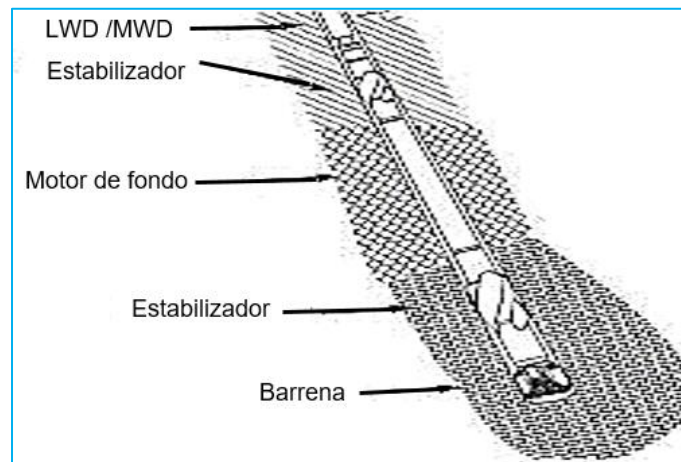


Figura 2.1 Herramientas de desviación y dirección. (Repositorio USCO, 2000).

2.1.1.1 Motores de fondo.

Transforman el flujo y la presión del lodo de perforación en energía rotativa mecánica, lo que posibilita que la sarta gire aun cuando la columna de perforación está fija o estacionaria. Esto hace posible desviar de manera controlada la trayectoria del pozo, lo que resulta fundamental para alcanzar formaciones y objetivos específicos en el subsuelo. Son manejados hidráulicamente mediante el lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación; existen dos tipos de motores de fondo: El de turbina y el motor de desplazamiento positivo (PDM).

Motor de desplazamiento positivo (“Positive Displacement Motor” PDM): Utiliza principios de desplazamiento de fluidos para convertir la energía del flujo de lodo de perforación en un movimiento rotativo; al bombear el fluido de perforación por el motor, se produce una fuerza que pone en movimiento el rotor.

Motor de turbina: La energía cinética del fluido de perforación produce el movimiento rotacional. Este fluido, al ser bombeado por la turbina, genera una fuerza que hace que el rotor gire. El principio de funcionamiento de este último es similar al de una bomba centrífuga o axial.



Figura 2.2 Motor de fondo. (Silo tips, 2017).

2.1.1.2 Herramientas de deflexión.

Codos desviadores y juntas: Están diseñados para proporcionar cierta flexibilidad y capacidad de movimiento; esto permite cambios en la dirección de la barrena para poder ser ajustada según sea necesario durante la perforación. Se colocan estratégicamente dentro de la sarta de perforación, generalmente cerca de la barrena.



Figura 2.3 Herramientas deflexión. (Portal del petróleo, 2016).

2.1.1.3 Herramientas de rotación.

Sistema Rotatorio Dirigible (“Rotary Steerable System” RSS): Este conjunto de herramientas y equipos hace posible una rotación controlada y dirigida de la barrena que se encuentra en el extremo inferior del pozo, lo que a su vez facilita la perforación con rotación continua de toda la sarta. Su principal función es la creación de un ángulo de desviación durante el proceso de perforación. Los sistemas actuales se dividen en dos categorías: direccionamiento de la barrena y empuje de la barrena. A diferencia de los sistemas convencionales, que funcionaban a través del deslizamiento.

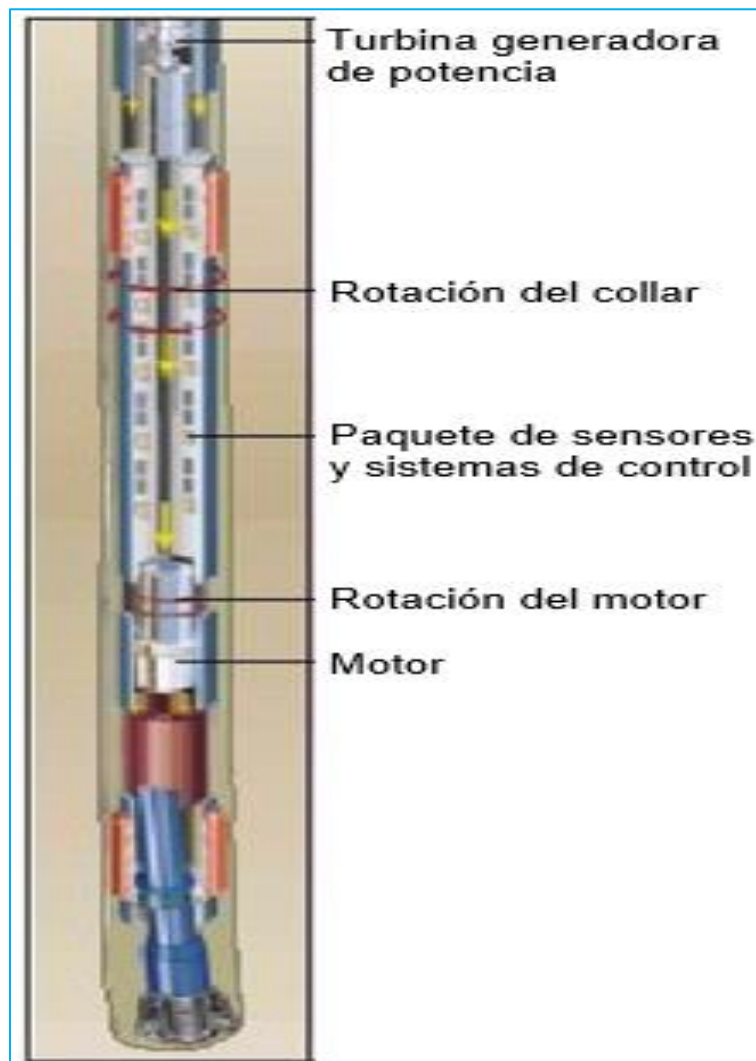


Figura 2.4 Herramientas de rotación. (UPM, 2020).

Empuje de la barrena (“Push the bit”): Se empuja lateralmente la barrena contra la pared del pozo para desviarla en una dirección deseada, mientras toda la sarta de perforación sigue rotando. Se instala en la sarta de perforación, se le conecta a la barrena en directo y por arriba van las herramientas direccionales; está diseñada para transmitir una fuerza axial hacia abajo desde la superficie hacia la barrena en el fondo del pozo, utiliza una combinación de fuerza mecánica e hidráulica para empujar la barrena a través de la formación; generalmente se usa para perforar a través de formaciones rocosas duras o fracturadas. El empuje de la barrena se apoya en conjunto con las herramientas direccionales debido a los datos que proporciona MWD; estos se emplean para el cambio de ángulo y control de la trayectoria, mediante la disminución o aumento de los fluidos del lodo de perforación.

“Está constituido por pads o almohadillas para generar contacto con la formación, haciendo un efecto de acción-reacción, debido a que los pads se abren y se cierran aleatoriamente utilizando la presión del lodo de perforación; al golpear la formación, desvían la sarta hacia el lado contrario, dando como efecto la construcción de un ángulo en el pozo, permitiendo que la sarta de perforación no se detenga durante la perforación” (Vásquez & Soque, 2012).

Direccionamiento de la barrena (“Point the bit”): Antes de comenzar la perforación, se ajusta el ángulo de la barrena para que apunte en una dirección determinada, con el fin de dirigir la dirección del pozo (es decir, hacia dónde queremos que se desvíe). El sistema cuenta con un mecanismo de direccionamiento interno que permite controlar la dirección sin requerir contacto directo con la pared del pozo; además, es totalmente rotativo y dirige la barrena. La dirección de la barrena se consigue al utilizar diversas tecnologías y herramientas especializadas, como estabilizadores, motores de fondo, sistemas de medición y orientación durante el proceso de perforación (MWD), entre otros.

2.1.1.4 Estabilizadores.

Son dispositivos tubulares colocados a lo largo de la sarta de perforación, generalmente cerca de la barrena y a intervalos regulares; su objetivo principal es estabilizar la sarta y conservarla centrada en el agujero del pozo, a fin de impedir que la pared del pozo se incline o tenga un contacto excesivo con ella, y reducir las vibraciones para no dañar los instrumentos LWD y MWD.; dependiendo de su diseño y perfil, pueden influir en la dirección de la perforación, para controlar la desviación.



Figura 2.5 Estabilizadores. (Drillpipes tools, 2025).

Efecto: construir, mantener y disminuir trayectoria.

Construir la trayectoria (“Build”): Cuando se necesita aumentar el ángulo para alcanzar un objetivo en particular, el estabilizador puede ser diseñado para ayudar a lograr este efecto; puede tener un perfil diseñado para generar la inclinación adicional requerida, para pasar de una perforación vertical a una trayectoria inclinada u horizontal (por ejemplo, de 0° a 90°).

Mantener la trayectoria (“Hold”): Se perfora en una dirección y un ángulo fijos hacia la meta, sin desviarse, especialmente en formaciones que son propensas a cambios no deseados de trayectoria, el estabilizador puede estar diseñado para mantener la trayectoria actual y prevenir desviaciones no planificadas.

Disminuir la trayectoria (“drop”): Si es necesario reducir el ángulo para corregir la inclinación, manteniendo control sobre la trayectoria (por ejemplo, la inclinación bajó de 35° a 25°), se puede utilizar un diseño específico de estabilizador para lograr este efecto. Puede tener un perfil que ayude a disminuir el ángulo.

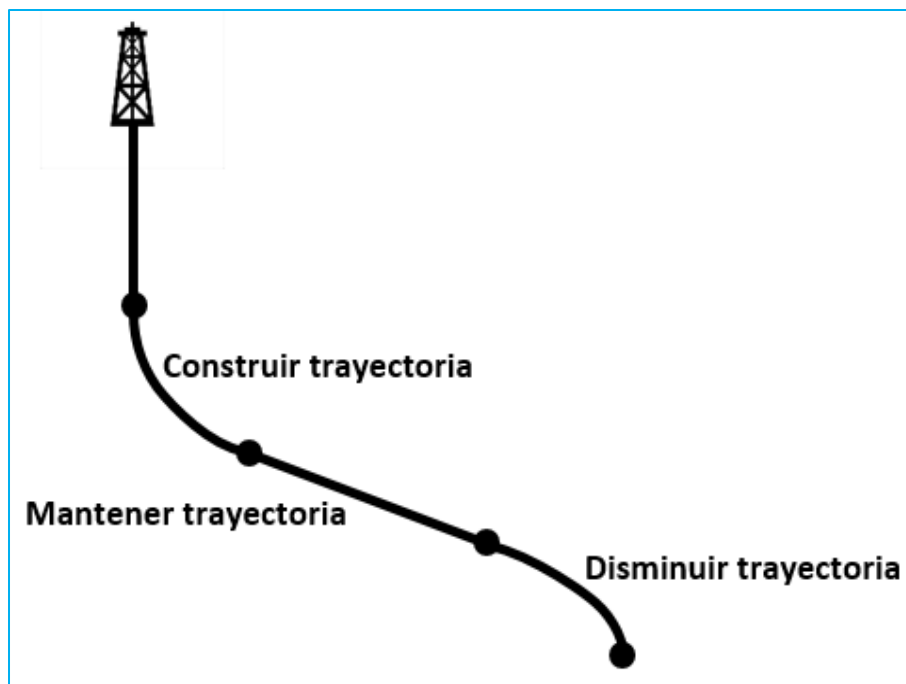


Figura 2.6 Efecto: construir, mantener y disminuir trayectoria.

2.1.2 Sistema LWD y MWD.

Son herramientas utilizadas en la industria petrolera que proporcionan datos en tiempo real sobre la trayectoria del pozo, las características geológicas, las propiedades del pozo y las condiciones de perforación durante el proceso de perforación. Estos datos permiten una toma de decisiones más informada y precisa durante la perforación de pozos, lo que a su vez mejora la eficiencia, la seguridad y la productividad.

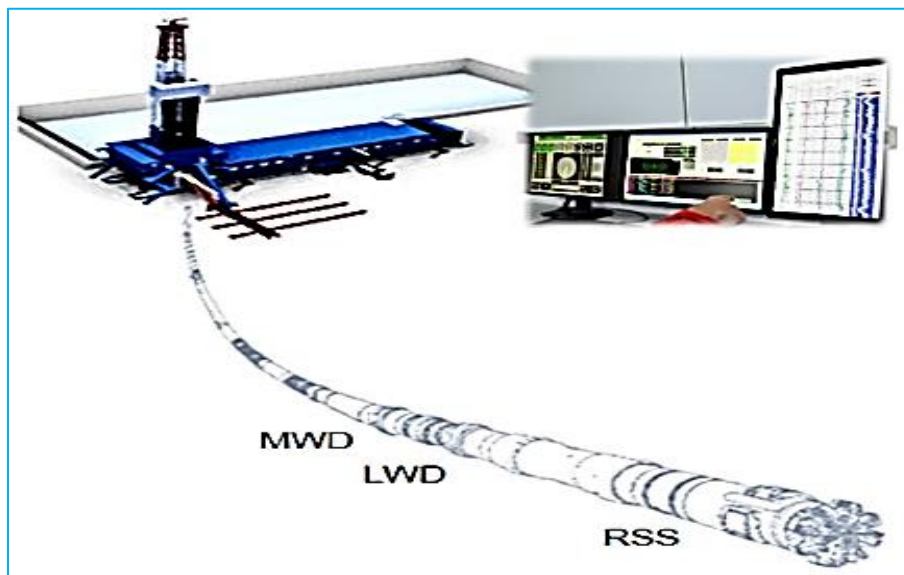


Figura 2.7 Sistema LWD y MWD.(PMI spmi, 2021).

2.1.2.1 Registro LWD. (Logging While Drilling / registro durante la perforación).

La herramienta se encuentra integrada y se emplea para la recolección de datos, brindando información relevante acerca de las propiedades del subsuelo y la formación geológica en tiempo real a medida que avanza la perforación. Estos registros se obtienen a través de sensores y equipos especializados que están situados en la herramienta de perforación.

Estos sensores pueden medir diversas propiedades, como la resistividad, la densidad, la porosidad, la velocidad de propagación de las ondas sonoras, entre otros. La información adquirida se envía a la superficie a través de una conexión de comunicación en tiempo real, lo que permite a los ingenieros evaluar las características del subsuelo mientras se perfora el pozo.

Algunas de las aplicaciones son:

1. Caracterización geológica: Las propiedades geofísicas, como la densidad, la resistividad eléctrica, la porosidad y la velocidad del sonido, pueden ser medidas en tiempo real con la herramienta LWD. El equipo de trabajo puede utilizar estos datos para analizar la presencia de hidrocarburos y otros fluidos en el subsuelo y caracterizar las formaciones rocosas.
2. Detección de cambios en la formación: A medida que se avanza en la perforación, la herramienta LWD es capaz de identificar alteraciones importantes en las características de la formación. Estas variaciones suelen estar relacionadas con la presencia de áreas con un potencial productivo significativo o con cambios litológicos.
3. Optimización de la perforación: Los datos en tiempo real que recoge la herramienta LWD son enviados al sistema MWD, los cuales son empleados para mejorar la dirección de la perforación y la velocidad de penetración, contribuyendo a minimizar las operaciones críticas, durante el proceso de perforación.
4. Visualización 3D: Durante el proceso de perforación, con los datos recopilados en tiempo real por la herramienta, se puede ir construyendo una imagen en 3D de las formaciones, permitiendo tomar mejores decisiones; el equipo de trabajo puede identificar las áreas y trayectorias que beneficien la perforación, así como localizar las zonas no deseadas.
5. Registro de pozos: Los datos recopilados por la herramienta LWD también se utilizan para crear registros geofísicos y geológicos del pozo, que son importantes para la caracterización y evaluación del yacimiento.

2.1.3 Sistema MWD. (Measurement While Drilling / medición durante la perforación).

Brinda información en tiempo real acerca de la dirección y la inclinación del pozo. Estos datos se emplean para controlar y monitorear la trayectoria del pozo, garantizando que la perforación se ejecute en la profundidad y dirección deseadas. Algunos de sus beneficios son la reducción de intervenciones correctivas, el tiempo muerto durante la perforación y la capacidad de tomar decisiones más informadas.

Algunos parámetros mecánicos e hidráulicos que se pueden obtener con la herramienta, que sirven para la prevención de los equipos, además de asegurar la estabilidad del pozo, optimizar la tasa de penetración, prevenir atascos, detectar pérdidas de flujo, reducir desgaste de la barrena, etc.

1. Temperatura de fondo.
2. Presión de fondo.
3. Peso aplicado sobre la barrena.
4. Revoluciones de la barrena.
5. Torque sobre la barrena.
6. Vibraciones (axiales, laterales, torsionales).
7. Impactos que puedan dañar el BHA
8. Flujo enviado al fondo del pozo.
9. Densidad equivalente del lodo en circulación.
10. Presión del lodo en el anular.

Algunas de las aplicaciones son:

1. Control y seguimiento de la trayectoria del pozo: La herramienta MWD permite medir la dirección, la inclinación y la posición del pozo mientras se perfora. Esto permite a los colaboradores de perforación ajustar la trayectoria del pozo para garantizar que se está perforando en la dirección y la profundidad deseadas, evitando desviaciones no deseadas.

2. Detección temprana de problemas: La herramienta MWD puede detectar condiciones problemáticas durante la perforación, como cambios abruptos en la formación, atascos, colapsos o variaciones en la presión del pozo. Esto posibilita que se tomen acciones correctivas antes de que los problemas empeoren.
3. Optimización de la perforación: Los datos en tiempo real de la herramienta MWD permiten ajustar la velocidad y la dirección de la perforación para maximizar la eficiencia y reducir los riesgos operativos.
4. Planificación de la construcción del pozo: La información recopilada por la herramienta MWD puede ser útil para el programa de construcción y terminación del pozo, determinando dónde colocar las tuberías, así como las etapas de fracturación hidráulica, etc.

2.1.4 Registros geofísicos.

Representación gráfica de la medición directa de las propiedades físicas, que caracterizan la formación rocosa, contra la profundidad del pozo. Estos registros nos dan información sobre las rocas y los líquidos que hay en la formación. Permiten caracterizar los estratos presentes, para poder correlacionarse con otras perforaciones.

La separación de curvas de resistividad en combinación con las curvas de rayos gamma y registros de porosidad.

- Una resistividad profunda baja es lo que generalmente se observa en un yacimiento con agua.
- Una resistividad profunda alta es una señal de la presencia de un yacimiento con hidrocarburo.

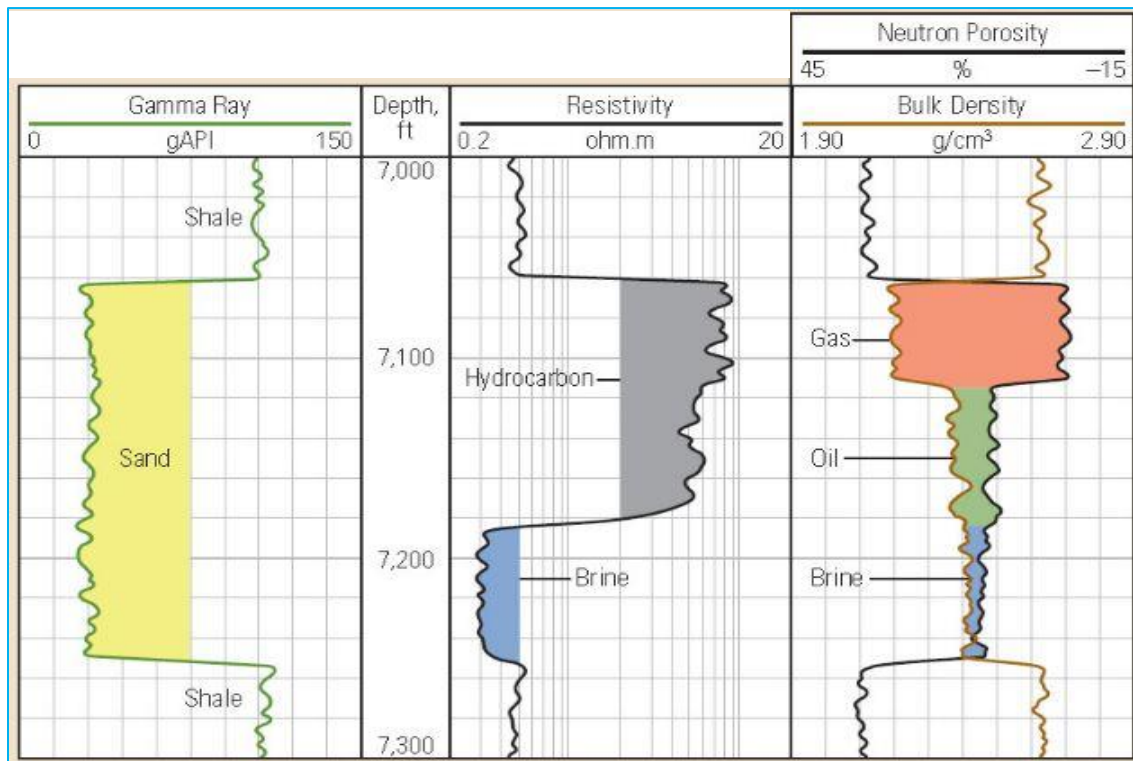


Figura 2.8 Registros geofísicos.
(Código Petrolero,2019).

2.1.4.1 Registro radiactivo.

La radiactividad natural proviene de la presencia de elementos radiactivos en las rocas; esta técnica aprovecha esta radiación para realizar mediciones y obtener información valiosa sobre la composición y las propiedades de las formaciones geológicas.

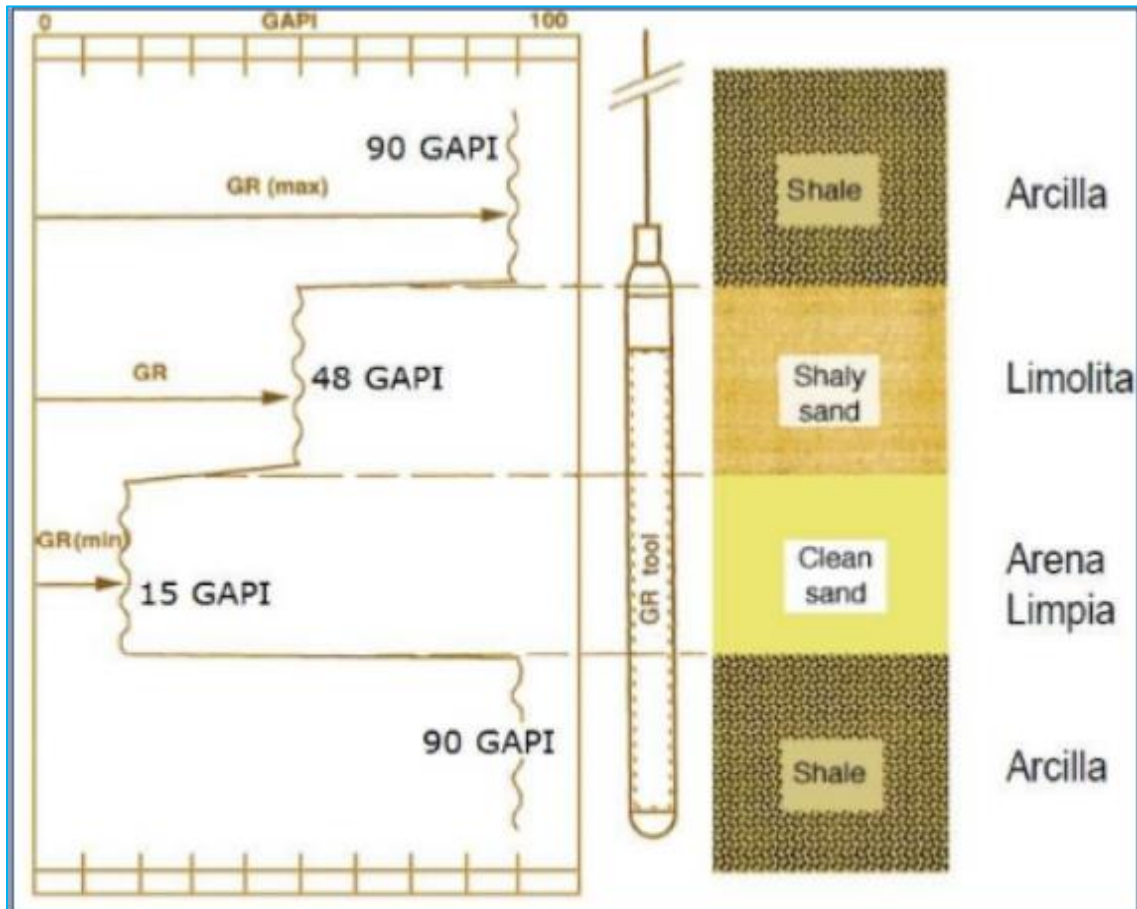


Figura 2.9 Registro radiactivo. (Ramos,2008).

2.1.4.2 Registro de rayos gamma.

Mide la radiación gamma emitida por los elementos radiactivos en las rocas; se utiliza principalmente para determinar la litología de las formaciones.

2.1.4.3 Registro resistivo.

Para llevar a cabo este procedimiento, se necesita un instrumento especializado que introduzca una corriente eléctrica en el subsuelo usando electrodos. La corriente pasa a través de los fluidos contenidos en las rocas y vuelve a la herramienta, donde se registra la resistencia al flujo de dicha corriente. Se pueden determinar propiedades como la resistividad eléctrica basándose en esta medición. Esto posibilita el análisis de las características del yacimiento y la detección de fluidos (agua, gas o petróleo) así como su distribución.

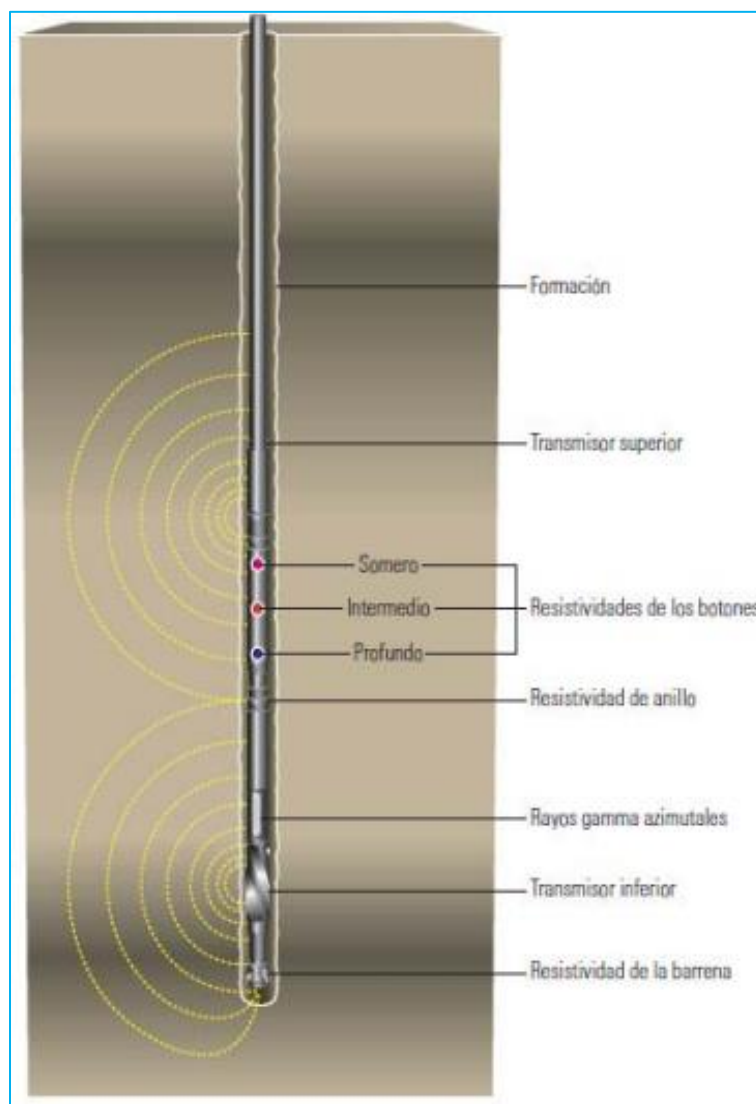


Figura 2.10 Funcionamiento de la herramienta de resistividad, teniendo tres profundidades de investigación, somero, intermedio y profundo. (UNAM, 2000).

2.1.4.4 Registro laterolog profundo. (Deep Logging Laterolog) LLD.

El registro laterolog se basa en la conductividad eléctrica de las rocas. La profundidad de investigación del registro laterolog profundo corresponde a la distancia radial desde el pozo hasta donde la herramienta tiene la capacidad de identificar cambios importantes en la resistividad de la formación. En un registro laterolog profundo, la corriente eléctrica puede penetrar profundamente en la formación, lo que permite obtener información sobre las capas de roca que se encuentran más lejos del pozo.

2.1.4.5 Registro laterolog somero. (Shallow Logging Laterolog) LLS.

Mide la resistividad eléctrica de las formaciones geológicas cercanas a la superficie de un pozo. Proporcionar información sobre la presencia de agua dulce o salina, así como ayudar a identificar capas con alto contenido de arcilla que pueden afectar la estabilidad del pozo. Esta técnica es importante en la caracterización inicial de un pozo y en la toma de decisiones relacionadas con el aislamiento de las zonas problemáticas.

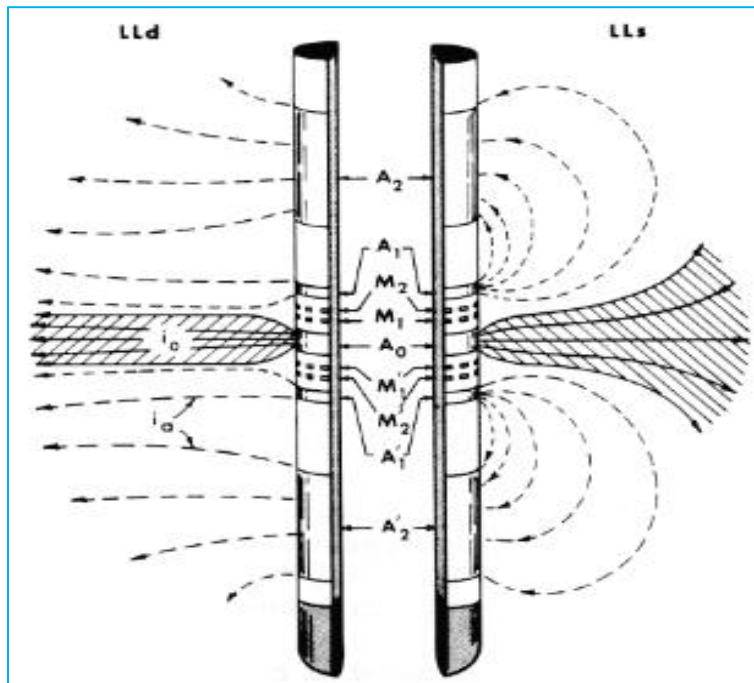


Figura 2.11 Funcionamiento de la herramienta de registro laterolog. (Schlumberger, 1985).

2.1.5 Telemetría de las herramientas LWD y MWD.

Durante la perforación, permite que los datos sean transmitidos en tiempo real desde el fondo del pozo hasta la superficie. Esto es importante para evaluar de forma continua las condiciones del pozo y las características de la formación geológica, así como para tomar decisiones operativas.

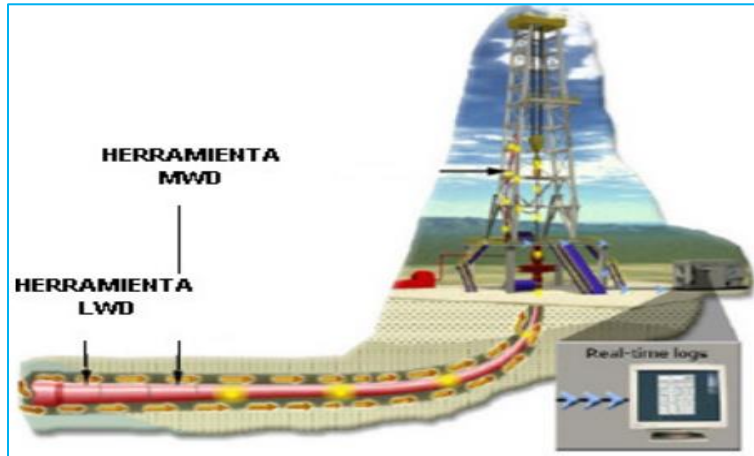


Figura 2.12 Telemetría de las herramientas LWD y MWD.(Schlumberger).

2.1.5.1 Proceso de telemetría LWD:

1. Sensores y adquisición de datos: Son dispositivos que tienen la capacidad de registrar las propiedades geológicas y geofísicas del subsuelo mientras se está perforando. Estos sensores generan información que la herramienta LWD recopila y procesa.
2. Generación de datos telemétricos: Los datos obtenidos por la herramienta LWD son transformados en señales eléctricas o en pulsos de datos digitales, lo cual hace que su transmisión y análisis posterior sea más sencillo.
3. Transmisión de datos a la superficie: La telemetría se encarga de transmitir estos pulsos de datos desde la herramienta LWD en el fondo del pozo hacia la superficie. Esto se lleva a cabo por medio de un sistema de comunicación que es capaz de emplear ondas electromagnéticas, pulsos de presión en el fluido de perforación o tecnologías acústicas, entre otras.

4. Recepción y procesamiento de datos en superficie: En la superficie, un receptor especializado tiene la función de recibir los pulsos de datos telemétricos y procesarlos, lo que posibilita convertirlos en información clara y útil para el análisis geológico y para tomar decisiones operativas.
5. Visualización y análisis en tiempo real: A través de sistemas de visualización superficial, los datos procesados se presentan en tiempo real; esto posibilita que ingenieros y operadores analicen la información a tiempo y modifiquen la trayectoria de perforación con base en las condiciones geológicas detectadas.

2.1.5.2 Proceso de telemetría MWD:

La telemetría MWD funciona de forma similar a la de LWD, pero su principal objetivo es obtener información como la inclinación y dirección del pozo, y en la transmisión de estos datos a la superficie.

1. Sensores de dirección e inclinación: Son sensores que miden la dirección e inclinación del pozo en tiempo real.
2. Generación de datos telemétricos: Al igual que las herramientas LWD, los datos sobre inclinación y dirección se transforman en pulsos de telemetría para ser procesados y transmitidos.
3. Transmisión a la superficie: Los pulsos de datos son transmitidos a la superficie, donde se procesan y examinan en tiempo real.
4. Recepción y procesamiento en superficie: En la superficie, los pulsos de datos son recibidos y convertidos en información sobre la dirección e inclinación del pozo.
5. Visualización y análisis en tiempo real: Los operadores pueden modificar la trayectoria de perforación según lo requieran, ya que la información de inclinación y dirección se presenta en una pantalla en superficie en tiempo real.

3 Capítulo III.

3.1 Técnica de geolocalización.

3.1.1 Geolocalización.

Es el seguimiento y control de las técnicas y tecnologías para determinar la posición, la trayectoria y ajustar la velocidad de perforación del pozo durante el proceso de perforación, en tiempo real, alcanzando la o las zonas de interés, mitigando los riesgos operacionales y evitando las áreas no deseadas.

Su objetivo es proporcionar información en tiempo real, mediante registros e imágenes del subsuelo, sobre las formaciones que atraviesa y de esta manera ajustar la dirección, para evitar errores y ajustar la posición del pozo en el objetivo u objetivos. Este tipo de herramientas se utiliza donde el registro a cable puede causar problemas. Esta técnica es útil en perforaciones a mayor profundidad, desviaciones de tipo horizontal, objetivos múltiples, alcanzar distancias más alejadas, como de tipo alcance extendido.

Cabe mencionar que para realizar la geolocalización debe haber previamente modelos que identificaron la posible presencia de hidrocarburos, por ejemplo, la sísmica de hidrocarburos, correlación de pozos perforados, entre otros. También se debe considerar que tiene altos costos económicos por las tecnologías utilizadas, aunque el manejo correcto de estas conlleva a reducir costos operacionales considerables, ahorro de tiempo de operación, mayor seguridad para el personal involucrado, una colocación más precisa del pozo en las zonas de interés.

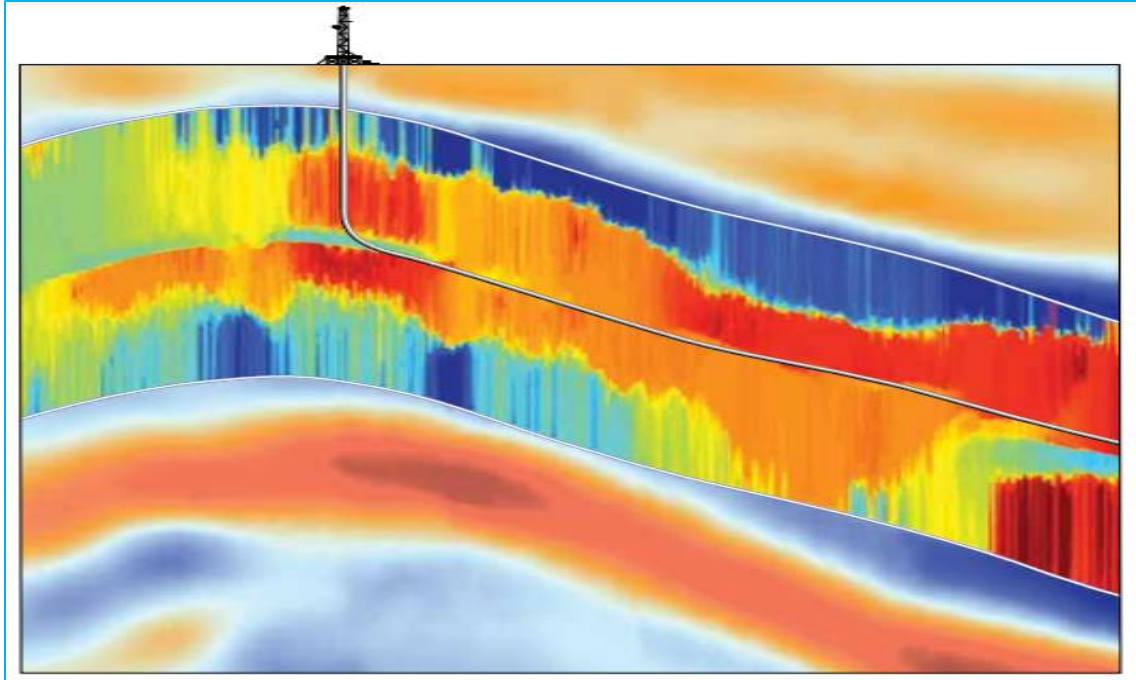


Figura 3.1 Visor de la herramienta de geolocalización.
(Schlumberger, 2015).

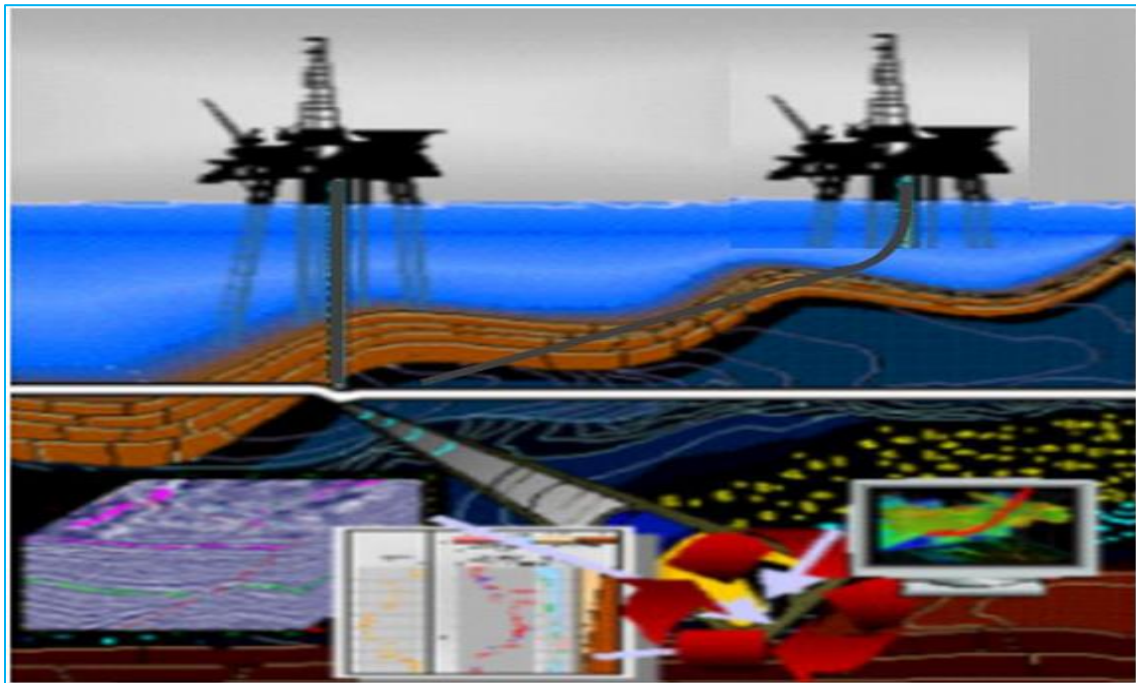


Figura 3.2 Geolocalización marina.
(Energy and Commerce, 2020).

3.1.1.1 Geolocalización proactiva.

Es una técnica preventiva, se centra en la obtención de información y la aproximación de las capas de la formación, en los 360 grados antes de perforar e interceptar cierta ubicación, orientada a prevenir problemas antes de que afecten la integridad del pozo, la seguridad o la eficiencia de la perforación, de esta manera saber si se va por el camino planeado o tomar decisiones de ajustar o mantener la trayectoria, si se encuentran obstáculos o zonas problemáticas más adelante, principalmente conocer si se encuentra la perforación en la zona de interés.

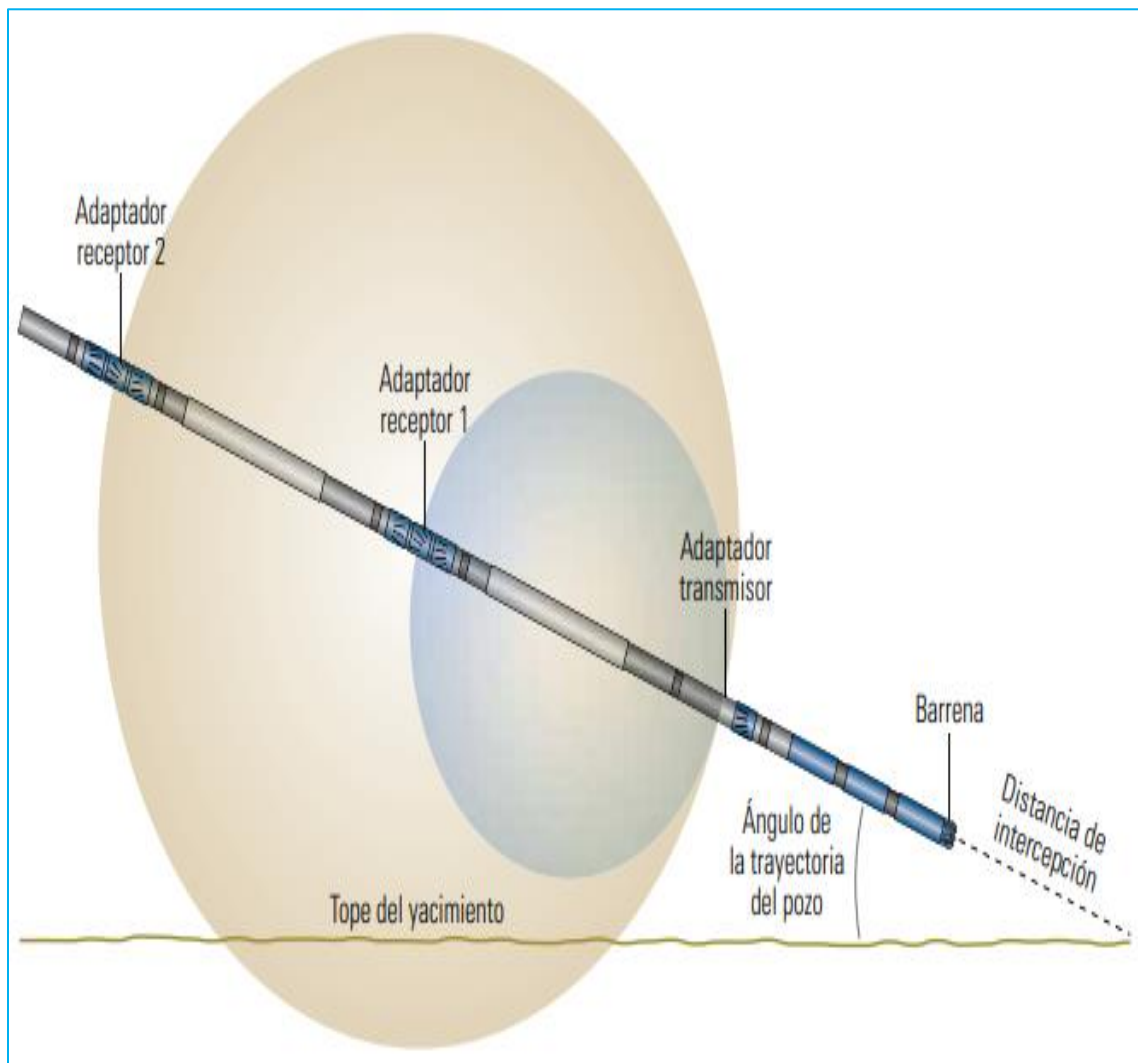


Figura 3.3 Geolocalización proactiva.
(Schlumberger, 2015).

3.1.1.2 Posicionamiento de pozo.

Plan de posicionamiento de pozo, consta de:

Punto de aterrizaje: Es el lugar donde la trayectoria de perforación cambia de vertical y se posiciona con el objetivo de alcanzar una formación específica que se extiende horizontalmente a una profundidad determinada para optimizar la producción de hidrocarburos.

Sección horizontal: distancia dentro de la formación objetivo, de la mejor zona productora.

Punto final. Lugar donde termina el pozo.

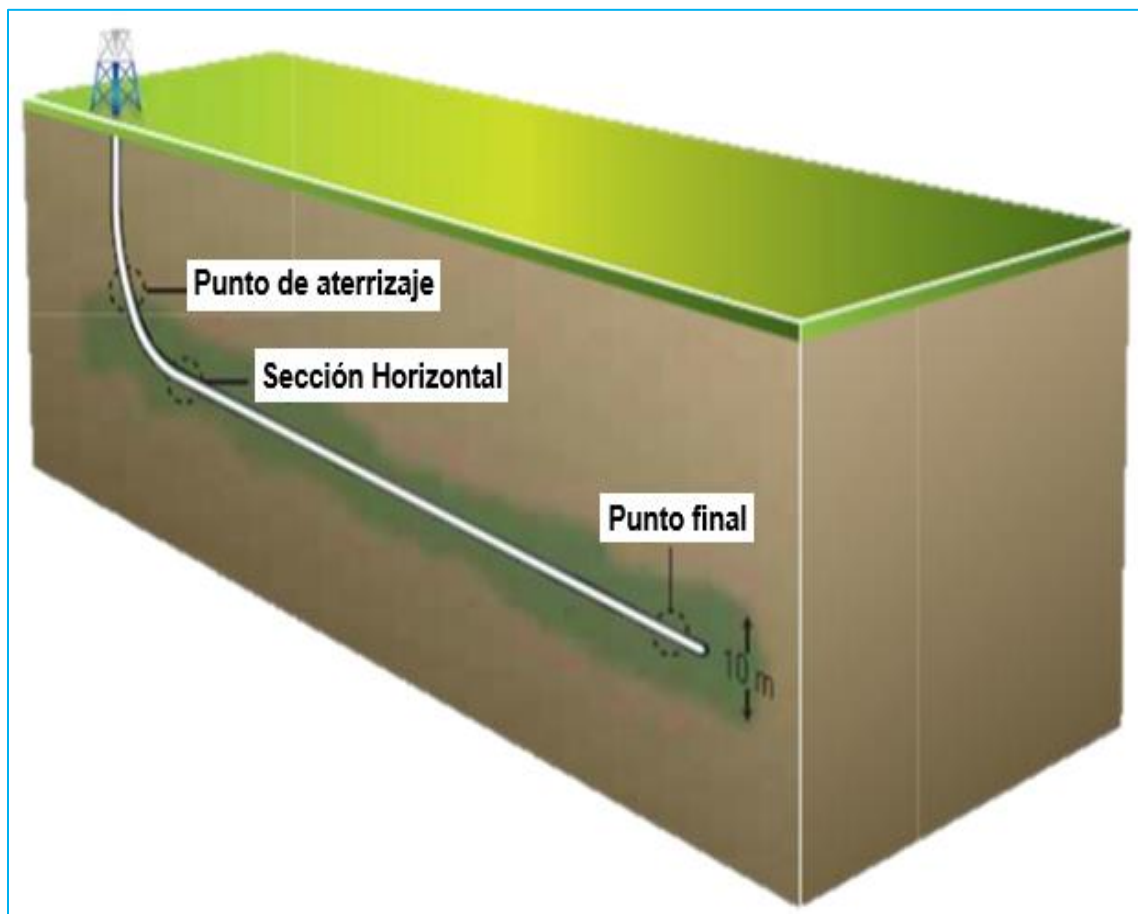


Figura 3.4 Posicionamiento de pozo.
(Schlumberger, 2015).

Si el punto de aterrizaje no posee la inclinación adecuada:

Inclinación de aterrizaje elevada o asentamiento somero: cuando la desviación de la trayectoria del pozo sucede a una profundidad más superficial, una parte del pozo quedará afuera del mismo antes del contacto, lo que requerirá más sección de perforación además de múltiples inconvenientes en las operaciones.

Inclinación de aterrizaje insuficiente o asentamiento profundo: La trayectoria del pozo no se desvía lo suficiente de la vertical para alcanzar las capas productivas o el objetivo de interés de manera efectiva; esto significa que la porción horizontal del pozo es relativamente corta o que no logra alcanzar la formación de manera óptima. Se requiere la construcción de una inclinación muy pronunciada para permanecer en la capa deseada, lo que provocará un sumidero donde quedará petróleo atrapado; permanecerá sin ser producido, además de conificación prematura.

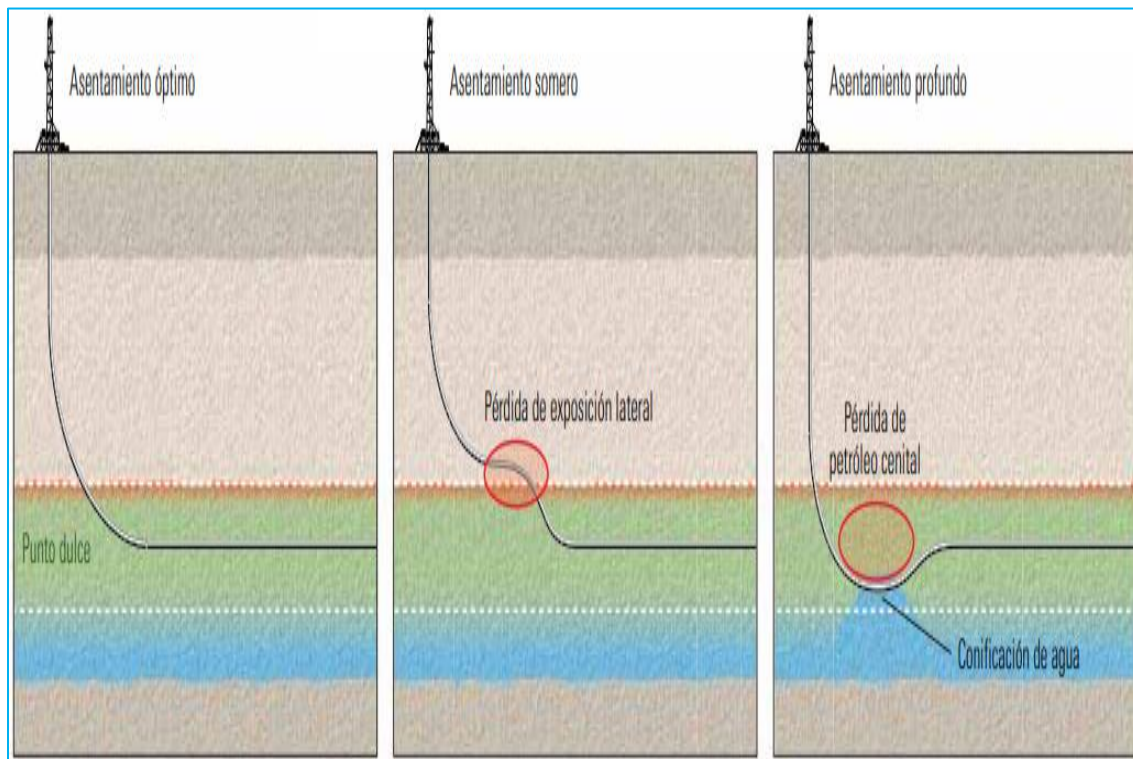


Figura 3.5 Punto aterrizaje de pozo de acuerdo a la inclinación.
(Schlumberger, 2015).

3.1.2 Conjunto de herramientas de geolocalización.

Incorporan baterías de litio para obtener datos a la salida del conjunto de herramientas, así como sistemas de almacenamiento SSD para recopilar información. Cuenta con turbinas que emplean los fluidos de perforación para producir energía, la cual es utilizada por los instrumentos encargados de medir y transmitir información. Tiene un sistema de telemetría en tiempo real que envía información mientras se lleva a cabo el proceso de perforación. instalado en el collar de perforación.

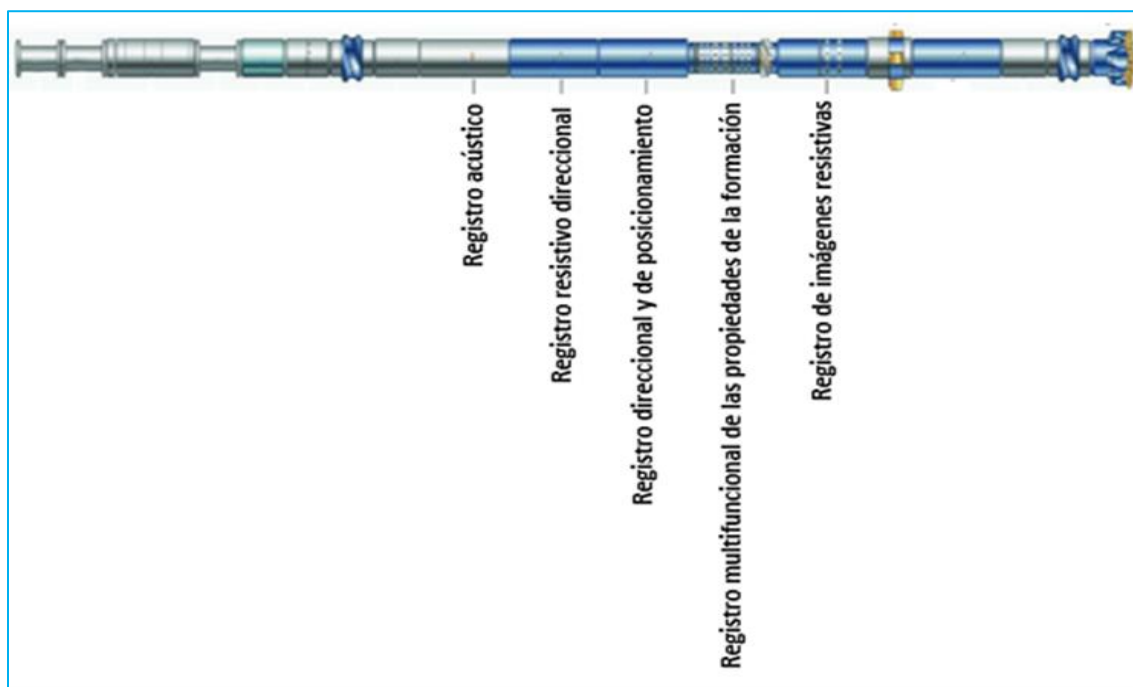


Figura 3.6 Conjunto de herramientas de geolocalización. (Schlumberger).

3.1.2.1 Registro de imágenes resistivas.

En tiempo real, proporciona imágenes azimutales de las propiedades geológicas y, utilizando mediciones de resistividad, brinda información detallada sobre la estructura interna de las formaciones. Con las imágenes se pueden visualizar las zonas problemáticas, como las zonas de interés, para mantenerse dentro de los límites del yacimiento, así como se puede calcular el trazado aparente de la formación para la colocación de los pozos.

3.1.2.2 Registro multifuncional de las propiedades de la formación.

Conjunto de sensores que proveen datos en tiempo real de la formación geológica; algunos de estos son sensores de rayos gamma, sensores resistivos, sensor densidad neutrón, sensor porosidad, sensor de densidad azimutal, etc.

3.1.2.3 Registro direccional y de posicionamiento.

Es usado para controlar la trayectoria y orientación del pozo, así como parámetros de perforación como gasto del lodo, vibraciones, torque, peso sobre la barrena, entre otros. Además, se encarga de la telemetría en tiempo real; transmite los datos desde el fondo del pozo hacia la superficie, por medio de pulsaciones de presión en el lodo.

3.1.2.4 Registro resistivo direccional.

Su función es el mapeo de las capas de la formación y el mapeo de los contactos de los fluidos en tiempo real; durante el proceso de perforación, es posible reconocer los fluidos en las capas de la formación y asegurar que los pozos se mantengan dentro de la zona de interés, además de mantener o ajustar los pozos dentro de la zona de interés. Esta herramienta proporciona distancia y orientación, permitiendo anticipar el límite de capa antes de ser atravesada; actualmente se estima una medición de 25 [ft], utilizando curvas de resistividad profunda, así como provee datos cercanos al pozo con curvas de resistividad somera.

3.1.2.5 Registro acústico.

El objetivo de esta herramienta sónica es optimizar la perforación en tiempo real, mediante la observación de la estabilidad del agujero y la medición de la presión de poro; proporciona mediciones de la onda compresional y los esfuerzos internos a los que están sometidos, para obtener información de la colocación de la tubería de revestimiento.

3.1.3 Ventajas y desventajas de la geolocalización.

3.1.3.1 Ventajas.

1. Mayor precisión y control: Permite un seguimiento de la ubicación y la trayectoria del pozo durante la perforación, lo que resulta en una mayor precisión en la colocación del pozo en la zona objetivo.
2. Optimización de recursos: Es posible prevenir perforaciones innecesarias y disminuir la necesidad de hacer correcciones o reparaciones después, lo cual genera un ahorro de recursos. Esto baja los costos de operación y mejora la forma de recuperación de los hidrocarburos.
3. Mejora de la seguridad: Al brindar información continua acerca de la ubicación y la trayectoria del pozo contribuye a evitar problemas y desviaciones indeseadas y se disminuye el riesgo de colisiones con pozos cercanos o construcciones subterráneas, lo que contribuye a una mayor seguridad en las operaciones de perforación.
4. Optimización de la producción: Obtiene información acerca de las características geológicas del yacimiento, lo que contribuye a identificar las áreas más productivas y a orientar la perforación para optimizar la extracción de hidrocarburos.
5. Reducción del impacto ambiental: Contribuye a disminuir las consecuencias sobre el medio ambiente al prevenir desviaciones no deseadas y aumentar la precisión en la ubicación del pozo. Al evitar operaciones en zonas críticas, reduce la necesidad de perforaciones adicionales.
6. Toma de decisiones informadas: La geolocalización ofrece información en tiempo real que hace posible que se tomen decisiones informadas durante la perforación de pozos. Mediante la evaluación de la geología del subsuelo y la identificación de posibles obstáculos, los ingenieros pueden ajustar la trayectoria del pozo en el momento adecuado para mejorar la producción y reducir al mínimo los riesgos de operación.

7. Mayor eficiencia en la exploración: Proporcionar una imagen más precisa del subsuelo, permitiendo que la exploración sea más eficiente. Esto contribuye a una mejor planificación de dónde se ubicarán los pozos, lo cual disminuye los recursos y el tiempo que se gastan al buscar más yacimientos de petróleo.

3.1.3.2 Desventajas.

1. Costo inicial: La adquisición de sensores y equipos especializados, así como la implementación de sistemas de geolocalización, puede ser costosa.
2. Limitaciones en la interpretación de datos: la gran cantidad de información obtenida puede complicar su correcto análisis. Para interpretar y comprender correctamente los datos obtenidos, es necesario tener profesionales capacitados y experimentados.
3. Dependencia tecnológica: La geolocalización en ingeniería petrolera depende en gran medida de la tecnología y los equipos especializados. Si hay fallas en los sistemas de geolocalización o en los sensores, puede haber interrupciones en las operaciones de perforación y un impacto negativo en la eficiencia y la producción.
4. Limitaciones en entornos complejos: La geolocalización puede verse afectada por condiciones geológicas complicadas, como la presencia de fracturas, arcillas problemáticas o formaciones con un alto grado de tortuosidad. En estas situaciones, es posible que se necesiten métodos adicionales o la implementación de técnicas complementarias para mejorar los resultados.
5. Interferencia electromagnética y ruido: Los sensores utilizados pueden verse afectados por interferencias electromagnéticas generadas por otros equipos o fuentes cercanas. Esto puede resultar en mediciones incorrectas o inexactas, lo que afecta la precisión de la geolocalización y requiere medidas de mitigación adicionales.

6. Mantenimiento y calibración: Los equipos y sensores utilizados en la geolocalización requieren un mantenimiento regular y una calibración adecuada para garantizar su precisión y rendimiento óptimo. Esto implica costos adicionales y la necesidad de personal capacitado para realizar estas tareas.
7. Limitaciones en aguas profundas: En operaciones en aguas profundas, se pueden enfrentar desafíos técnicos adicionales debido a las condiciones extremas y la falta de visibilidad directa del pozo. Esto puede dificultar la adquisición y transmisión de datos, así como la precisión de la geolocalización en estas áreas.

3.1.4 Proceso de seguimiento y control de la geolocalización.

- I. Estudios de detección de hidrocarburos.
- II. Planificación de la trayectoria del pozo.
- III. Instalación de herramientas de geolocalización.
- IV. Adquisición de datos en tiempo real.
- V. Procesamiento y análisis de datos.
- VI. Toma de decisiones y ajustes de trayectoria.
- VII. Monitoreo continuo y control de la trayectoria.
- VIII. Generación de informes y registros.
- IX. Optimización de la perforación y el seguimiento post-perforación.

4 Capítulo IV

4.1 Simulación y aplicación de la geolocalización.

Antes de comenzar la perforación con la técnica de geolocalización, se requiere apoyarse de distintos datos de otros pozos cercanos, para determinar la trayectoria y la correcta colocación.

4.1.1 Pozo B-42, oct 2019.

Construcción del modelo de geolocalización: El modelo de capas para la geolocalización ha sido creado en base a los pozos offset B-29 y B-21. La simulación de herramientas LWD se ha hecho en la trayectoria planificada.

Objetivos del pozo: Perforar aproximadamente 400 metros horizontalmente en la parte más productiva del yacimiento B, apuntando a la arena JSO, con un ángulo de 87° y dirección de 222.45°.

Propiedades de arena: El tope de la arena a navegar se registró a 4770 MD (profundidad medida) / 4482.25 TVD (profundidad vertical verdadera), a través de muestras de canal. Al tope de la anhidrita superior, la estructura muestra un ligero buzamiento down-dip (caída hacia abajo) registrado en las imágenes azimutales de gamma ray de aproximadamente 3°.

4.1.1.1 Trayectoria planeada B-42.

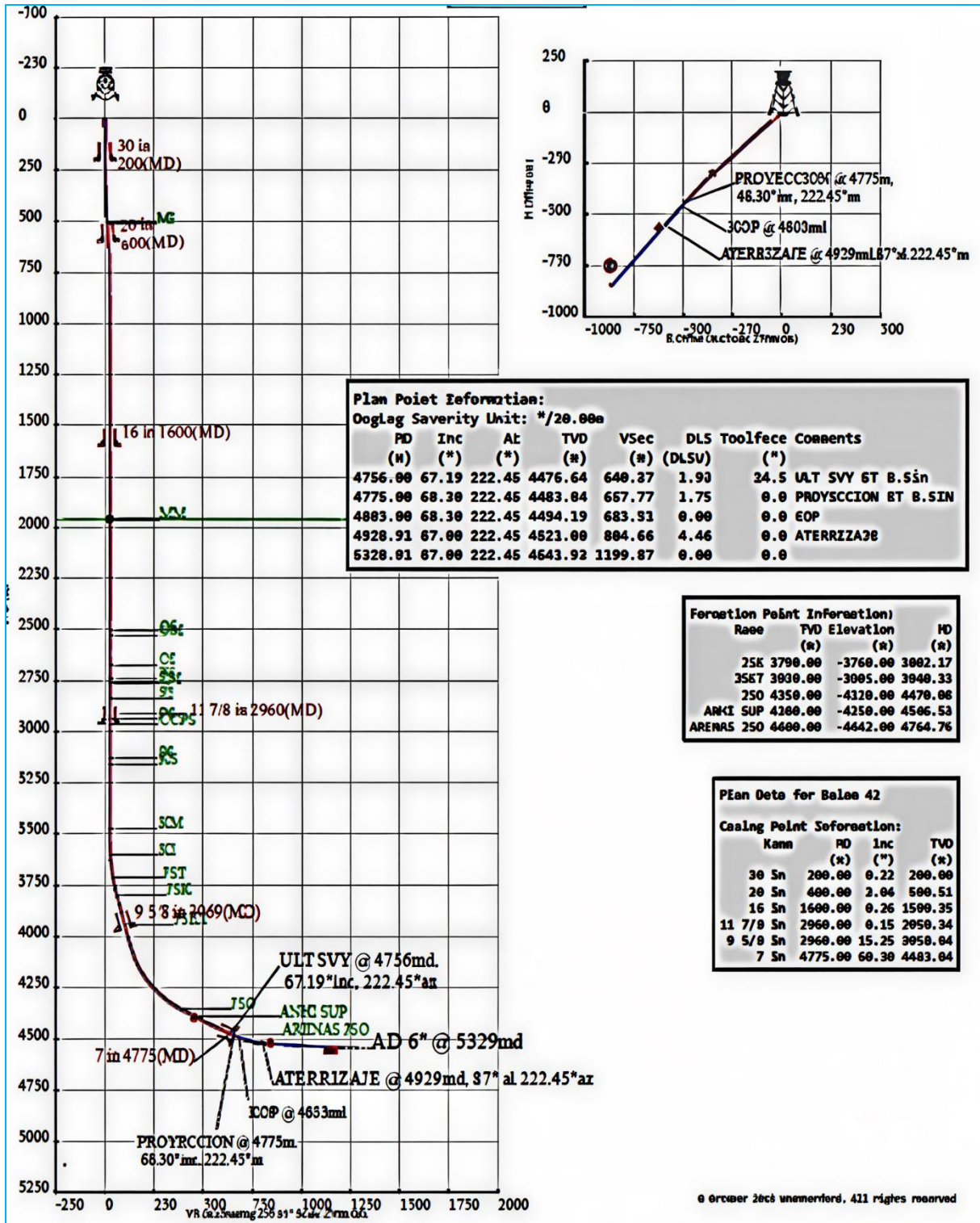


Figura 4.1 Trayectoria planeada B-42.

4.1.1.2 Sección sísmica B-42.

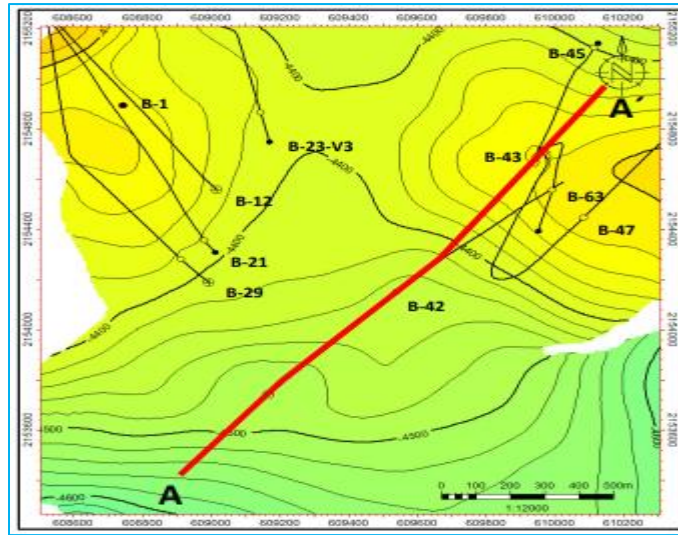


Figura 4.2 Mapa de isopaca del campo "B", donde se muestra el pozo B- 42, entre los puntos de referencia A & A'.

La zona objetivo está marcada por líneas color morado, aunque la mejor zona de colocación del pozo B-42 se muestra en la línea color amarillo, donde el pozo B-43 ya está recuperado el hidrocarburo, pero la línea roja muestra una falla; entonces la trayectoria planeada del pozo B-42 está ilustrada con la línea azul rey.

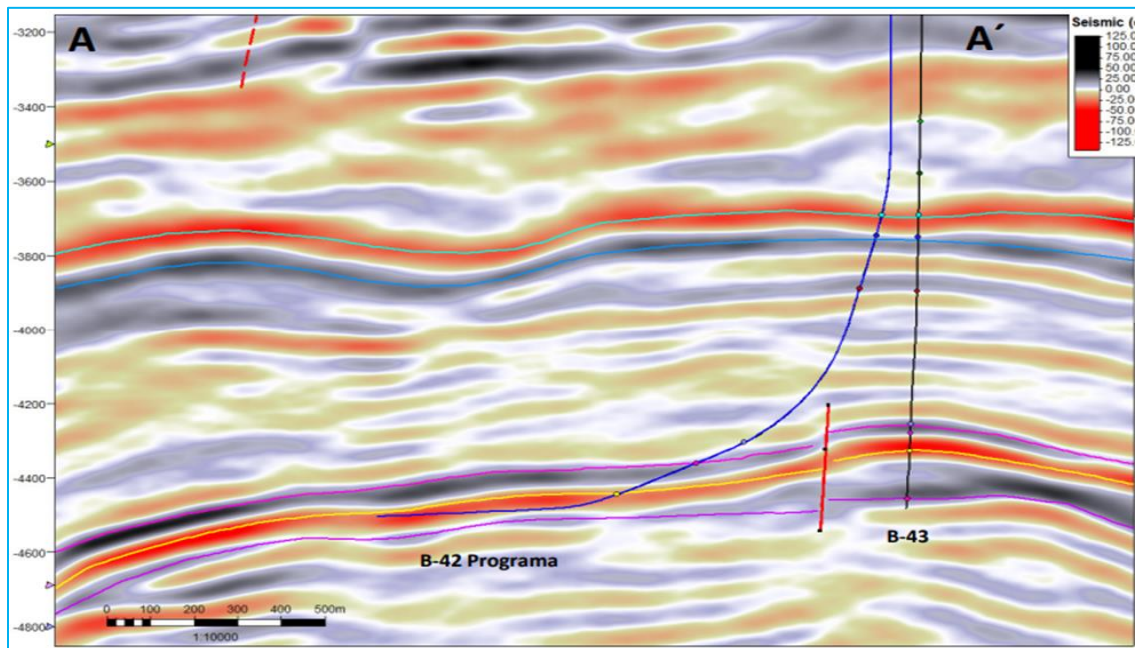


Figura 4.3 Sección sísmica B-42, entre los puntos de referencia A & A'.

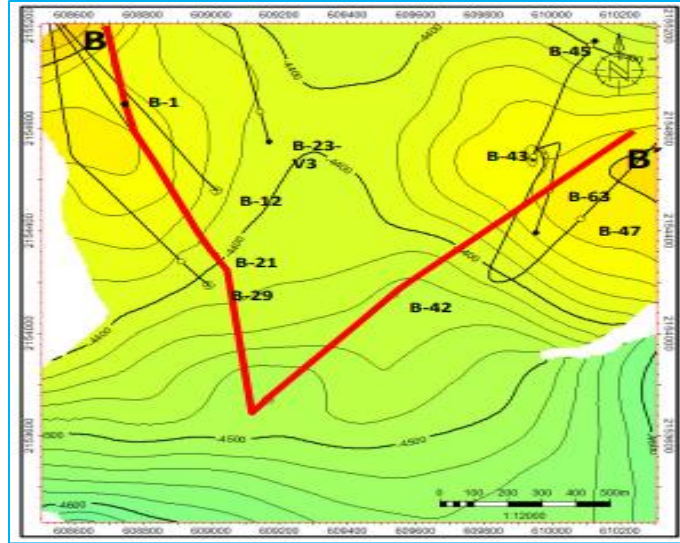


Figura 4.4 Mapa de isopaca del campo “B”, donde se muestra el pozo B- 42, entre los puntos de referencia B & B’.

En esta formación se muestran los pozos B-1 y B-21, que también están recuperando hidrocarburo en una sección más adelante, con lo cual se puede determinar la distancia aproximada del pozo B-42, dentro de la formación.

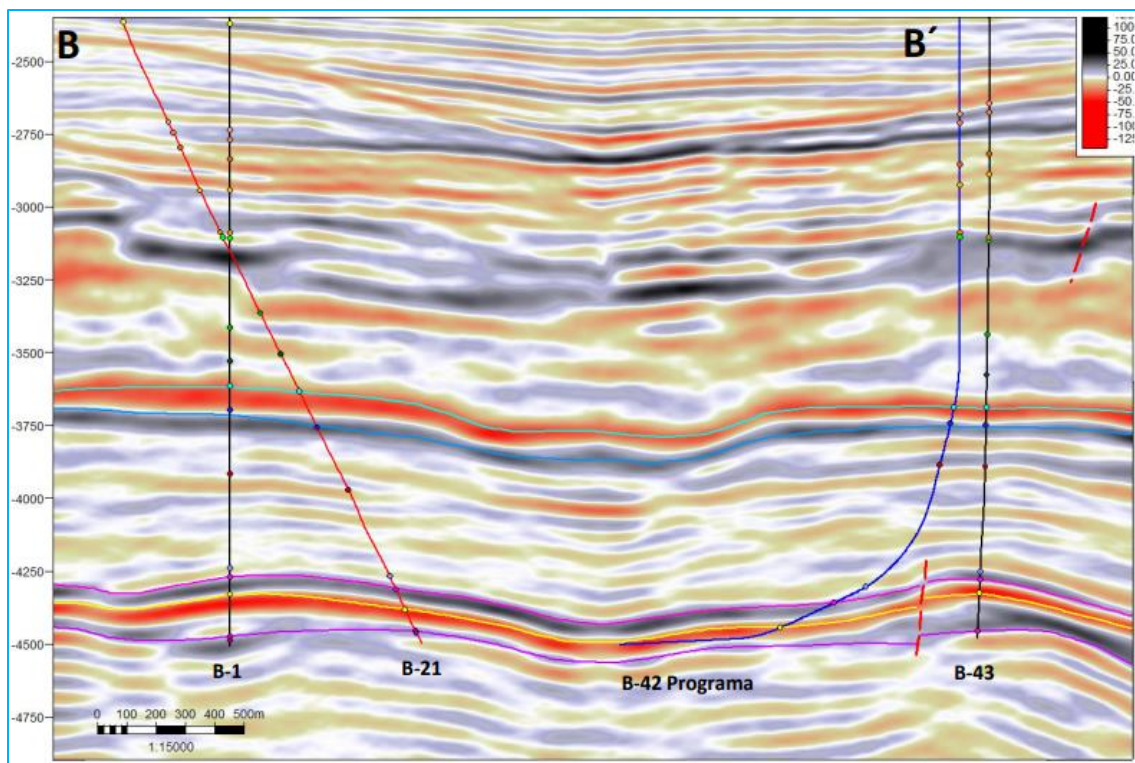


Figura 4.5 Sección sísmica B-42, entre los puntos de referencia B & B’.

4.1.1.3 Correlación estructural B-42.

Con distintos registros de pozos se pueden correlacionar las distintas profundidades para observar el acomodo de las capas en el subsuelo, marcadas en las imágenes en color rojo.

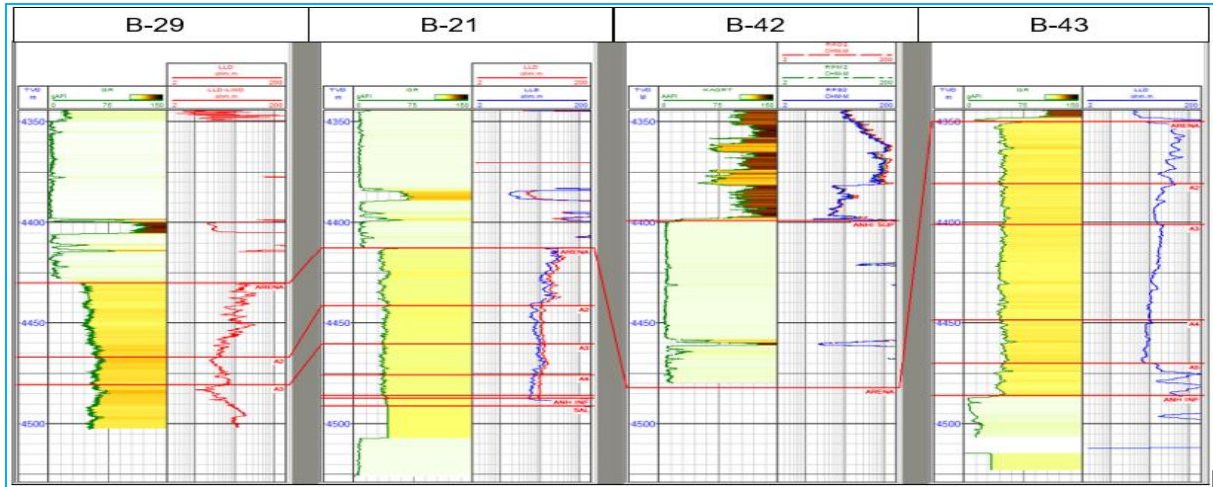


Figura 4.6 Correlación estructural B-42.

4.1.1.4 Correlación estratigráfica B-42.

Tomando en cuenta los datos registrados por los distintos registros geofísicos de pozos, se aprecia la litología de las capas, y de esta manera determinar las zonas de mayor interés, así como la presencia de fluidos; para este caso tendremos como zonas objetivo arenas y a evitar anhidrita, tanto superior como inferior.

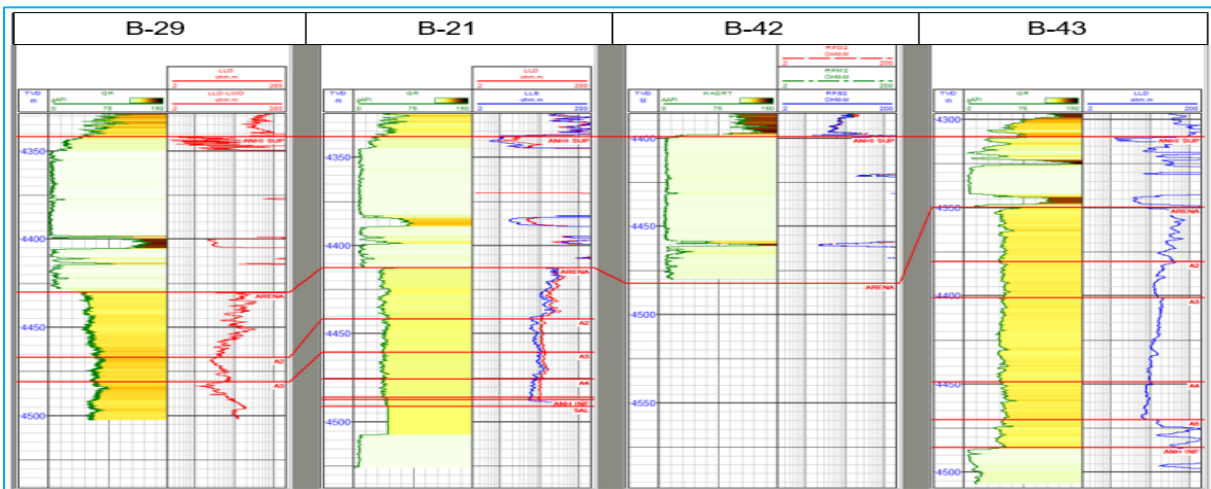


Figura 4.7 Correlación estratigráfica B-42.

4.1.1.5 Interpretación de la correlación de pozos.

En el pozo B-43, se observa que las Arenas JSO tienen un espesor de 134 TVD aproximadamente, con resistividades entre 20-40 ohm m y GR entre 40-45 API.

En el pozo B-21, el espesor de las Arenas JSO tiene 75 TVD aproximadamente, con resistividades entre 15-30 ohm m y GR entre 40-45 API.

En el pozo B-29 se registró un paquete de arena de 72 TVD aprox. hasta la unidad 3 con resistividades entre 5-25 ohm y GR entre 45-60 API.

Tomando en cuenta los datos, se puede intuir que el espesor de la capa va disminuyendo conforme se va avanzando dentro de la formación; el registro GR y resistividades muestra presencia de areniscas con hidrocarburos.

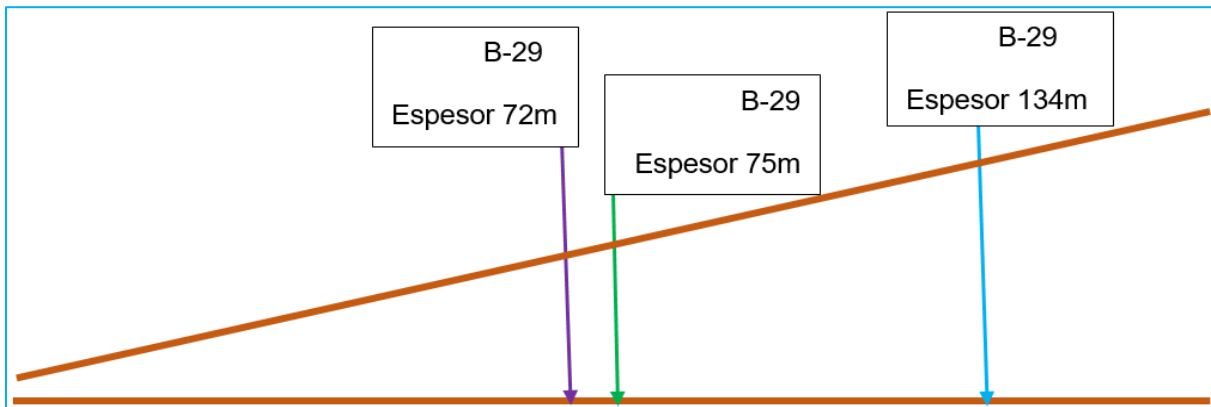


Figura 4.8 La capa de la formación se va haciendo más delgada. Pozo B-42.

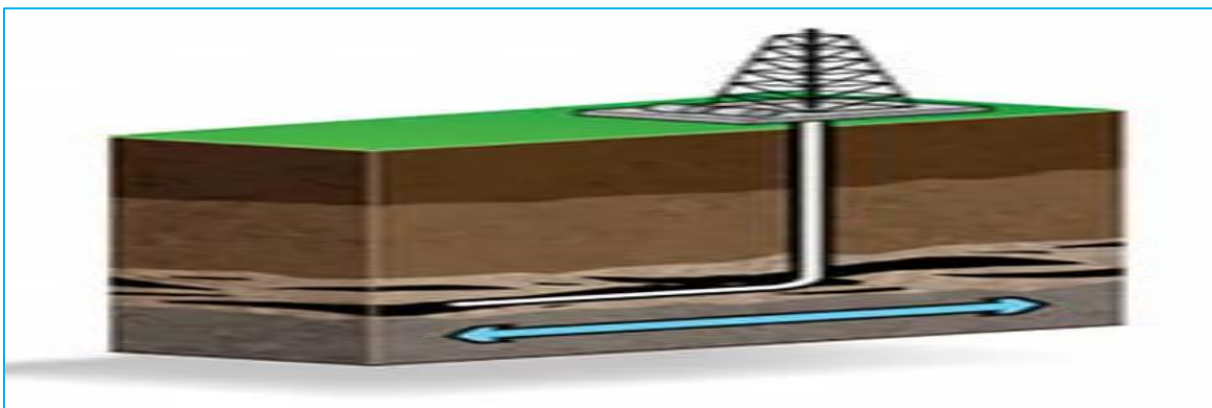


Figura 4.9 Vista de cómo se puede encontrar los hidrocarburos a través de la formación.

4.1.1.6 Cálculo de buzamiento o inclinación aparente B-42.

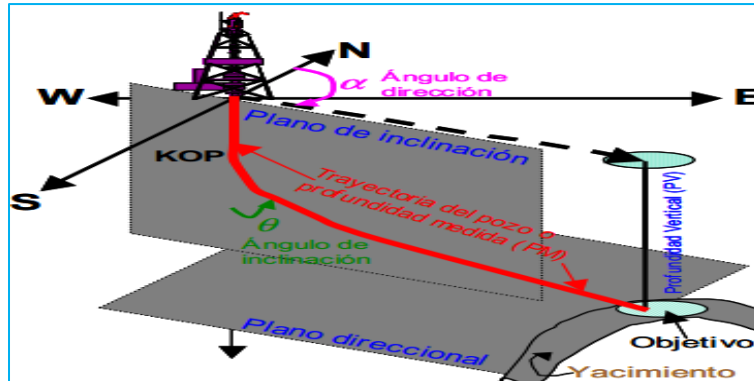


Figura 4.10 buzamiento o ángulo de inclinación. (Perforacion direccional blog spot, 2017).

El buzamiento de la capa será evaluado durante la geolocalización con la herramienta de resistividades azimutales y el cálculo de las distancias a límites de capa (DTB) para proceder a hacer las respectivas correcciones a la trayectoria en caso de ser necesario.

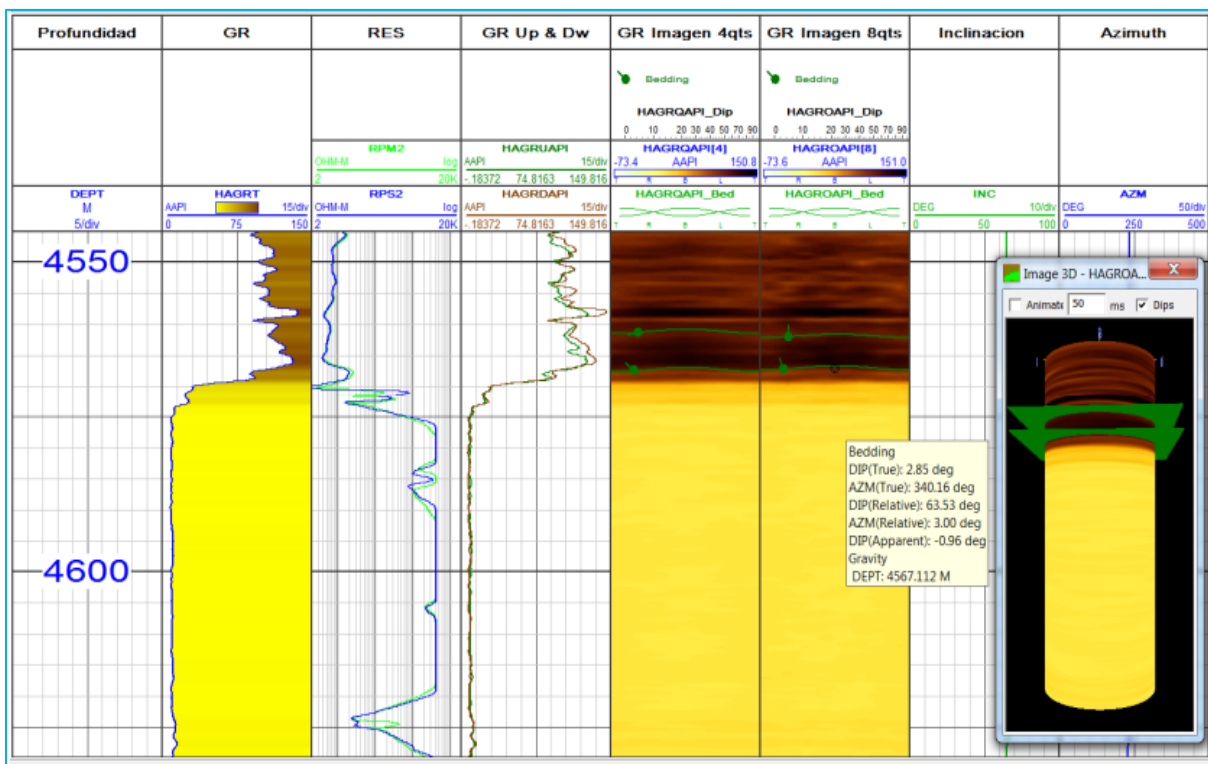


Figura 4.11 Cálculo de buzamiento aparente B-42

La interpretación de buzamientos en el sello cercano al tope de la anhidrita superior indica que la capa presenta un buzamiento aproximadamente de 3° down dip (tumbar ángulo).

4.1.1.7 Trayectoria actual.

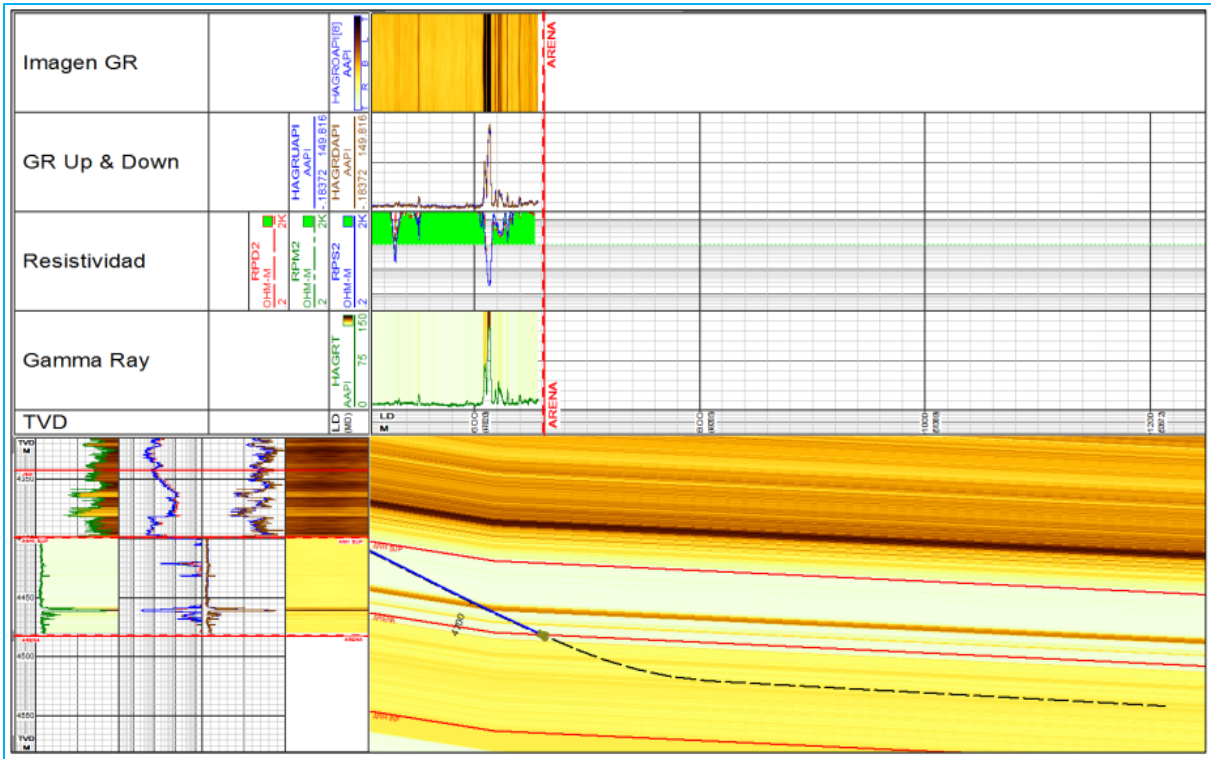


Figura 4.12 Trayectoria actual, pozo B-42.

La trayectoria actual se encuentra posicionada a 4775 MD / 4483.84 TVD con un ángulo de 68.302° proyectados a la barrena, con lecturas saturadas de resistividad y gamma ray de 12-19° API.

4.1.1.8 Atravesando la arena objetivo.

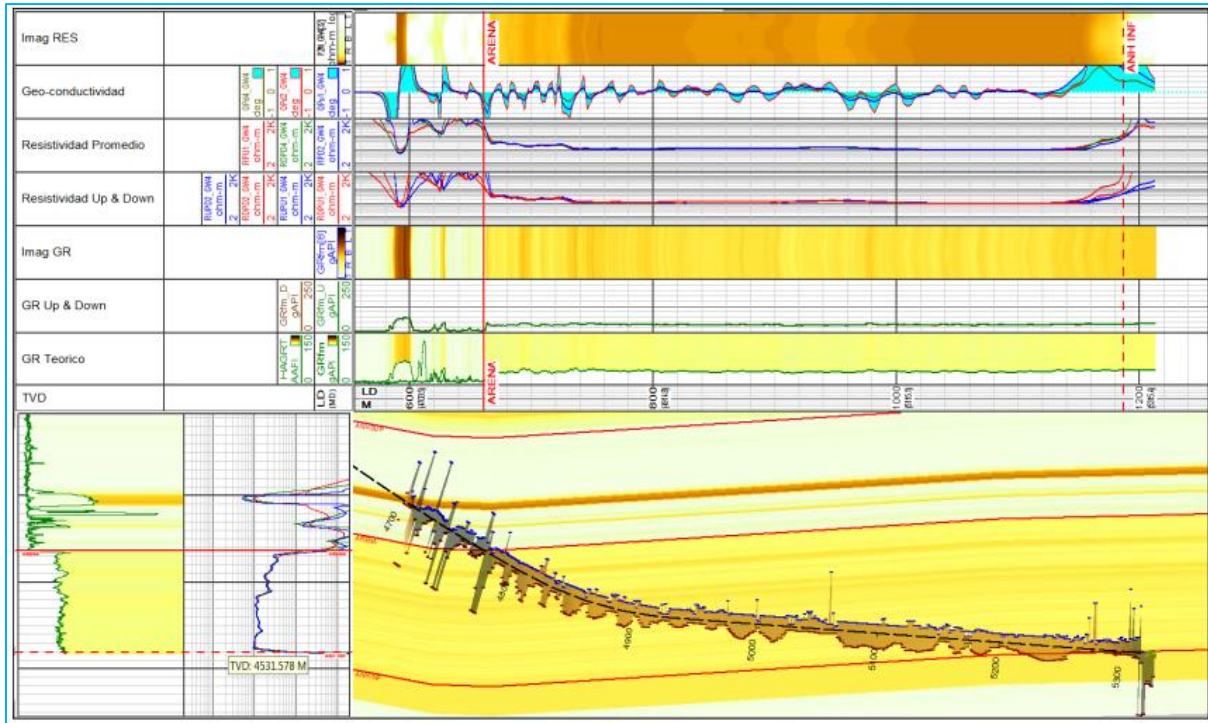


Figura 4.13 Atravesando la arena Objetivo, pozo B-42.

El tope de arenas JSO se oficializó por muestras de canal a 4470 MD/4482.25 TVD. La trayectoria está proyectada para construir desde la inclinación de 67.19° dentro de la zona de interés hasta alcanzar el ángulo de 87° , para navegar entre la arena 2 y 3 JSO. La interpretación del buzamiento aparente a partir de la imagen azimutal de GR en el tope de la anhidrita superior indicó un buzamiento en torno a 3° hacia abajo en la dirección del pozo. A lo largo de la sección lateral se irán realizando las inversiones para el cálculo de las DBT (Cálculo de las distancias a límites de capa), con lo cual se espera ubicar la trayectoria en la zona de mejores resistividades; de igual manera, se interpretarán las señales direccionales para observar la ubicación de los posibles contrastes conductivos en la zona. Las inversiones y calculo DBT generadas con base a la información simulada por el software será capaz de calcular distancias de capas con al menos 25m y 35m al tope de la formación JSO con el uso de curvas ultra profundas de fase y atenuación para 100 Khz.

4.1.2 E-29, sept 2022.

Para este caso se presentará la simulación al tope de las formaciones superior e inferior a la zona de interés, mostrando las herramientas utilizadas, así como la información de trabajo.

Información del Trabajo					BHA RSS primaria		BHA RSS secundaria	
Productos /Servicios	NBGR_HAGR_GuideWave_AZD/TNP				Distancia de Sensores		Distancia de Sensores	
	HEL LWD System							
	RSS							
Tipo de Pozo	Off Shore Horizontal				Type	Offset	Type	Offset
Topo Formacional	Jurásico Superior Oxfordiano Arenas U2					m		m
Espesor de Target	16 m TVD				PRESS	29.41	PRESS	29.41
Landing Point	MD	Inc	Az	TVD	TNP	26.2	TNP	26.2
	5048.65	85°	359.5°	4606.65	AZD	23.76	AZD	23.76
Extensión Lateral	~ 346 m MD				AZIRES	14.73	DIR	17.98
					GR	10.98	AZIRES	10.96
					DIR	7.41	GR	7.21
					NBG	3.56	NBG	3.56
					NBI	2.95	NBI	2.95

Figura 4.14 Información general, pozo E-29.

4.1.2.1 Visualización 3D.

Con ayuda del software y tomando los datos de pozos vecinos, se puede crear una visualización 3D de las capas de las formaciones, lo que permite trazar una trayectoria por las mejores zonas, evitando las zonas conflictivas o que puedan causar operaciones críticas.

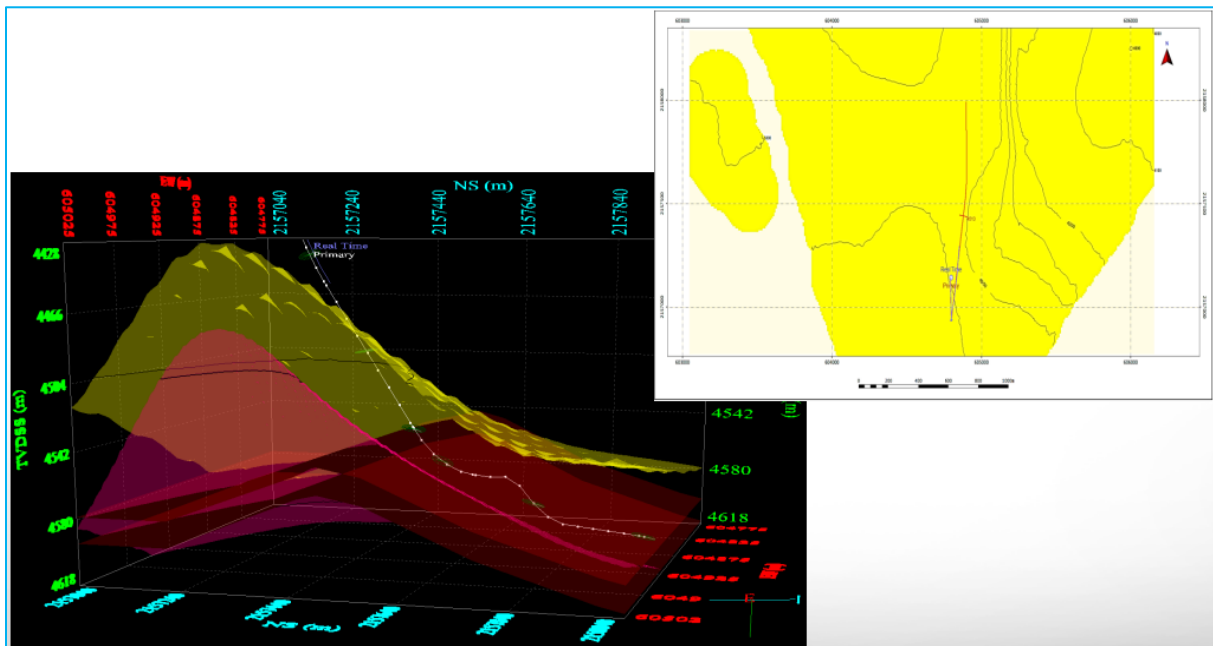


Figura 4.15 Visualización 3D, pozo E-29.

4.1.2.2 Correlación de pozos.

Con la información de distintos pozos cercanos, del campo “E”, observando los registros geofísicos, tanto de los rayos gamma como de resistividades, se pueden apreciar los topes de capas superior e inferior en los pozos E-31 y E-101, así como 5 secciones de areniscas.

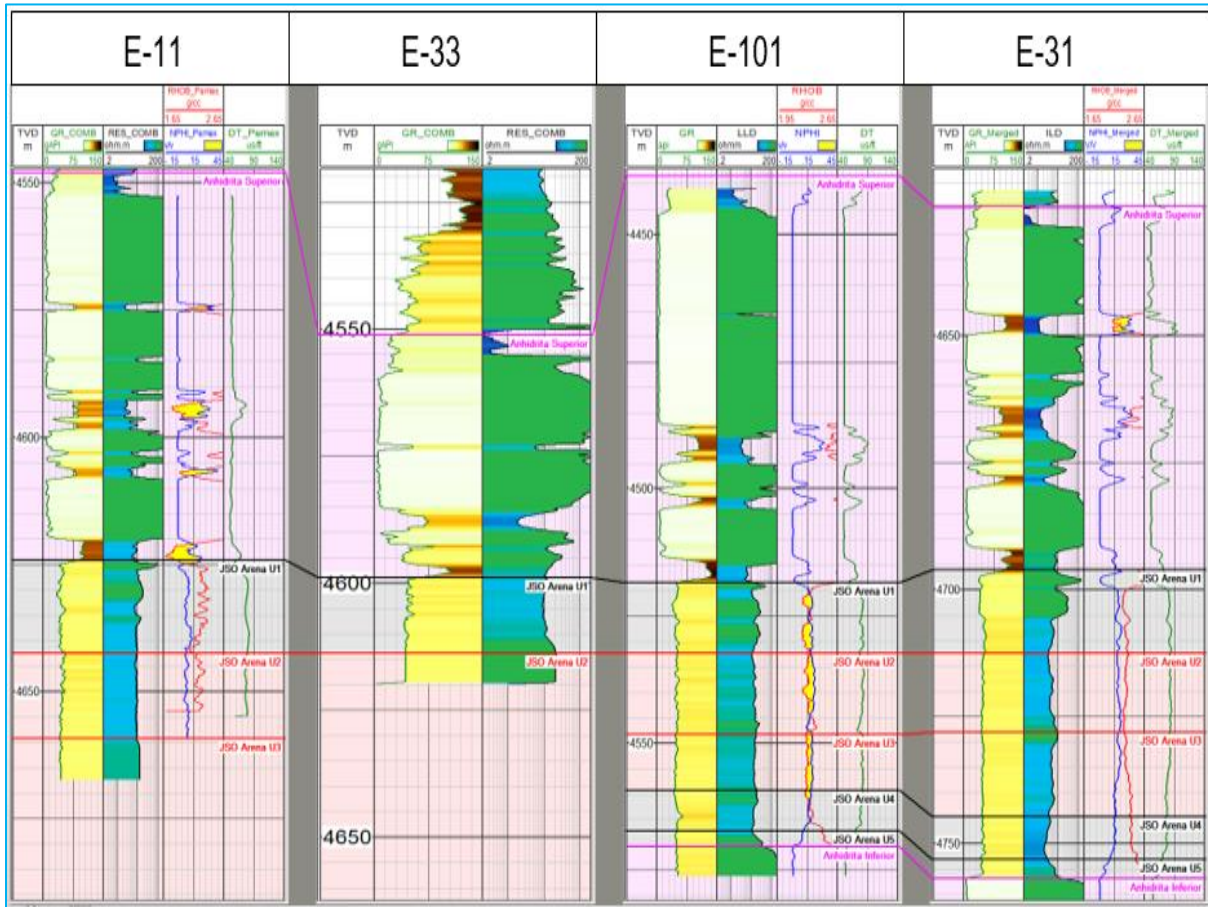


Figura 4.16 Correlación de pozos, pozo E-29.

4.1.2.3 Diámetro de investigación resistividad azimutal.

La simulación de datos de resistividades azimutales muestra mejor respuesta a los 100 kHz para el diámetro de investigación, dando distancias más lejanas para la detección de capas, permitiendo mayor maniobra de trabajo.

Tool size	4-3/4 and 6-3/4 in. (120.7 and 171.5 mm)				4-3/4 in. (120.7 mm)	6-3/4 in. (171.5 mm)
	2 MHz		400 kHz		100 kHz	
Antenna spacing	30 in. (762 mm)	46 in. (1,168.4 mm)	30 in. (762 mm)	46 in. (1,168.4 mm)	76 in. (1,930.4 mm)	
Bed resistivity	Diameter of investigation-phase					
0.2 ohm-m	1.9 ft (0.6 m)	2.4 ft (0.7 m)	2.6 ft (0.8 m)	3.3 ft (1 m)	5.5 ft (1.7 m)	5.6 ft (1.7 m)
2 ohm-m	3 ft (0.9 m)	3.7 ft (1.1 m)	3.1 ft (0.9 m)	5.2 ft (1.6 m)	9.1 ft (2.8 m)	9.2 ft (2.8 m)
20 ohm-m	4.6 ft (1.4 m)	5.9 ft (1.8 m)	6 ft (1.8 m)	8 ft (2.4 m)	13.9 ft (4.2 m)	14.1 ft (4.3 m)
200 ohm-m	6.5 ft (2 m)	8.9 ft (2.7 m)	7.3 ft (2.2 m)	10.5 ft (3.2 m)	17.8 ft (5.4 m)	18.1 ft (5.5 m)
2,000 ohm-m	7.6 ft (2.3 m)	11.1 ft (3.4 m)	7.9 ft (2.4 m)	11.8 ft (3.6 m)	19.3 ft (5.9 m)	19.6 ft (6 m)
Bed resistivity	Diameter of investigation-attenuation					
0.2 ohm-m	2.9 ft (0.9 m)	3.5 ft (1.1 m)	4.1 ft (1.2 m)	5.1 ft (1.6 m)	8.8 ft (2.7 m)	9 ft (2.7 m)
2 ohm-m	4.8 ft (1.5 m)	5.9 ft (1.8 m)	7.2 ft (2.2 m)	8.7 ft (2.7 m)	15.6 ft (4.8 m)	15.8 ft (4.8 m)
20 ohm-m	8.6 ft (2.6 m)	10.3 ft (3.1 m)	14.2 ft (4.3 m)	16.4 ft (5 m)	30.5 ft (9.3 m)	30.9 ft (9.4 m)
200 ohm-m	18.3 ft (5.6 m)	20.6 ft (6.3 m)	34.4 ft (10.5 m)	37.1 ft (11.3 m)	70.4 ft (21.5 m)	70.9 ft (21.6 m)
Bed resistivity	Vertical resolution*-phase					
1 ohm-m	0.5 ft (0.2 m)	0.5 ft (0.2 m)	1 ft (0.3 m)	1 ft (0.3 m)	2.2 ft (0.7 m)	2.7 ft (0.8 m)
100 ohm-m	2.3 ft (0.7 m)	3 ft (0.9 m)	2.9 ft (0.9 m)	4 ft (1.2 m)	7 ft (2.1 m)	7.2 ft (2.2 m)
Bed resistivity	Vertical resolution*-attenuation					
1 ohm-m	1.4 ft (0.4 m)	1.4 ft (0.4 m)	2.4 ft (0.7 m)	2.8 ft (0.9 m)	5.4 ft (1.6 m)	5.6 ft (1.7 m)
100 ohm-m	5.5 ft (1.7 m)	6.6 ft (2 m)	8 ft (2.4 m)	9.3 ft (2.8 m)	19.5 ft (5.9 m)	19.7 ft (6 m)

Figura 4.17 Diámetro de investigación resistividad azimutal, pozo E-29.

4.1.2.4 Simulación de curvas E-101.

Escenario con trayectoria modificada realizando LP (pozo lateralmente) cercanos a la base de la arena U3, posteriormente escenificando los posibles límites del target (objetivo) y, por último, la salida por la base de la anhidrita inferior.

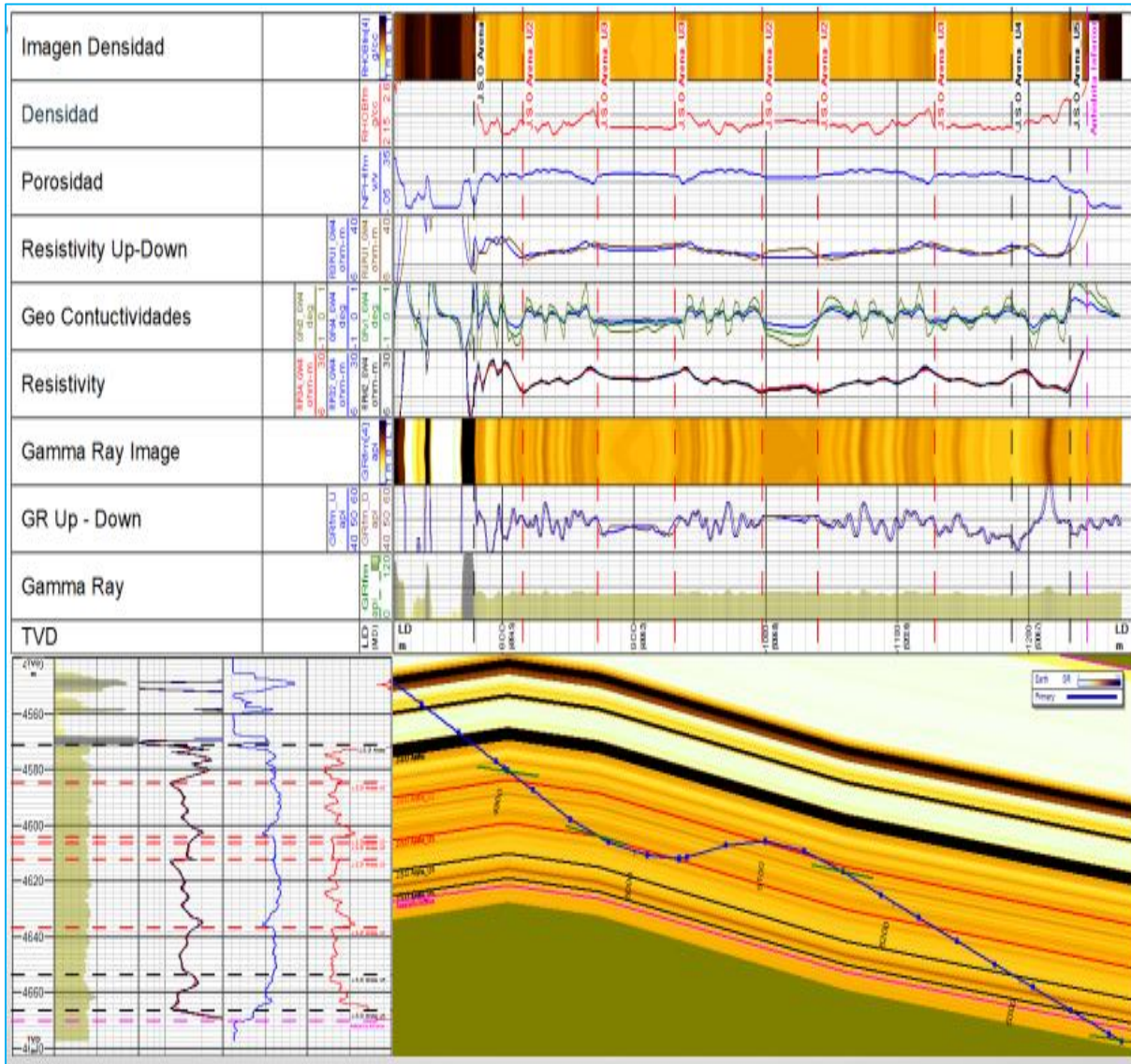


Figura 4.18 Simulación de curvas, pozo E-101.

4.1.2.5 Detección temprana cercanos a la anhidrita inferior.

Escenario contactando la anhidrita inferior, donde se demuestra la detección temprana, cercanos a los 3.5 TVD, debido al alto contraste de resistividades presentes entre capas.

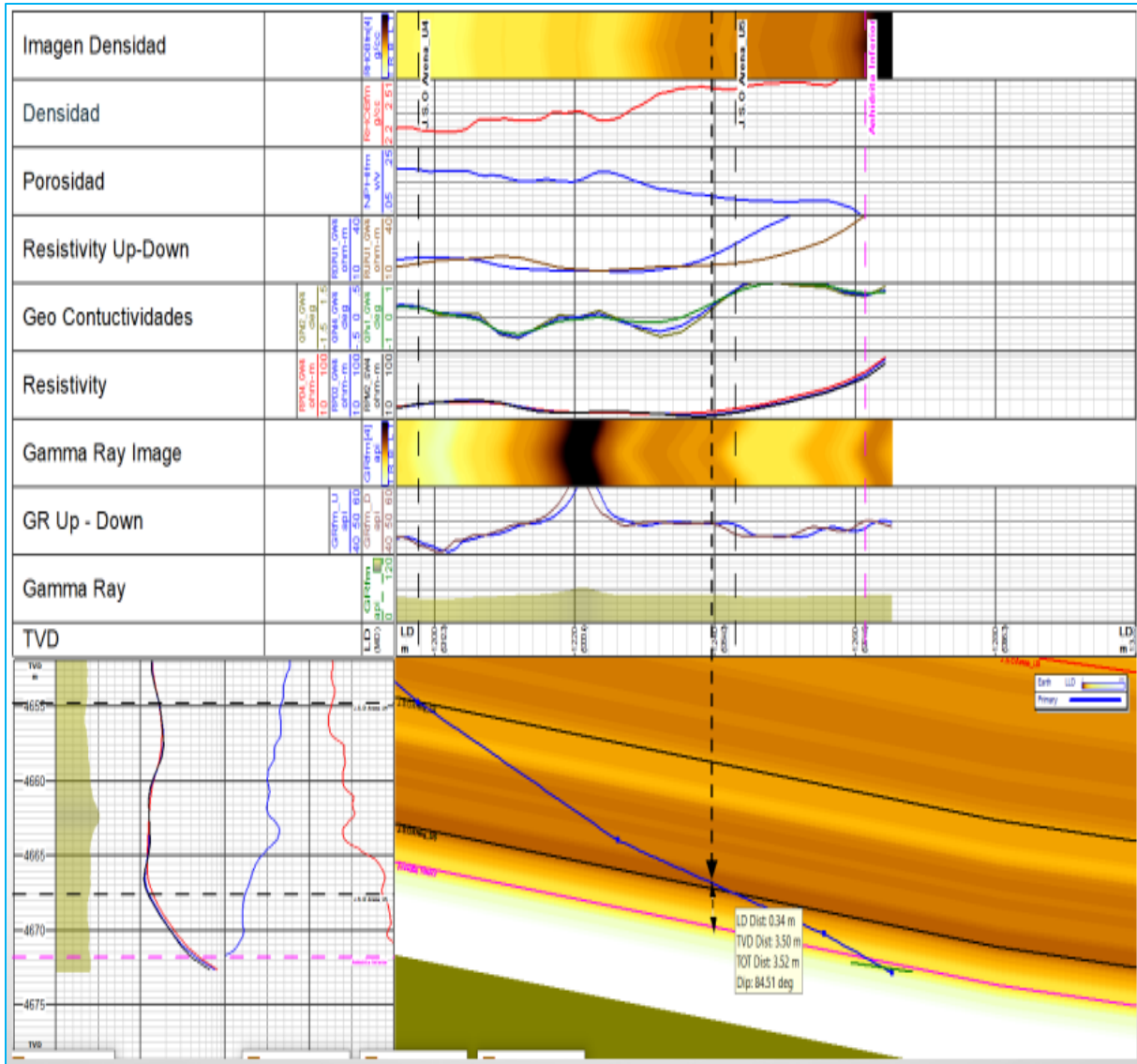


Figura 4.19 Detección temprana cercanos a la anhidrita inferior, pozo E-101.

4.1.2.6 Detección temprana cercanos a la anhidrita superior.

Escenario contactando la anhidrita superior, donde se demuestra la detección temprana, cercanos a los 6 TVD, debido al alto contraste de resistividades presentes entre capas.

Además de contar con una zona alta en resistividad dentro de la arena U1 (2.5 TVD) antes de contactar pleno a la anhidrita superior, la cual nos da también una distancia de detección temprana de 6 TVD aproximadamente.

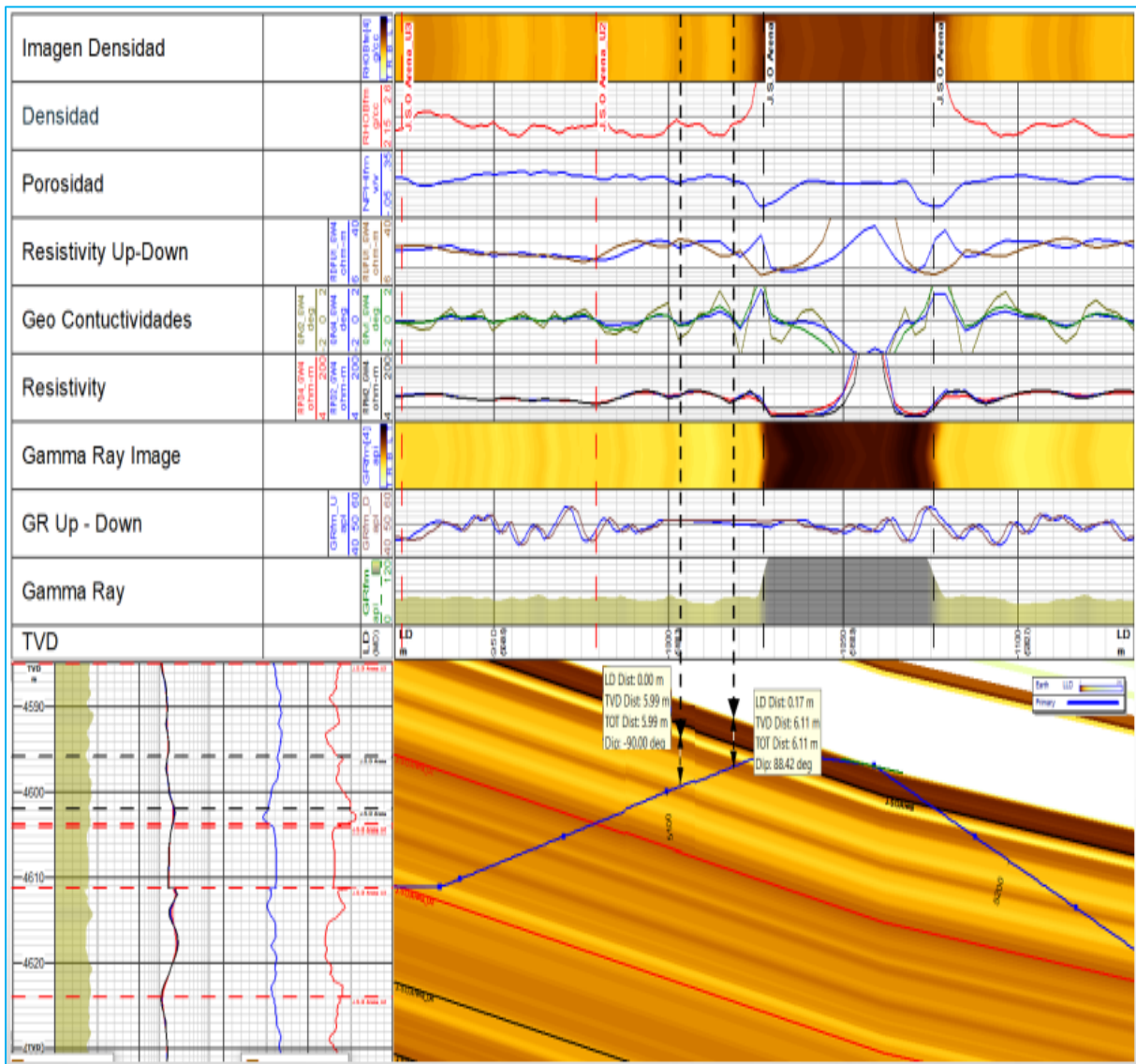


Figura 4.20 Detección temprana cercanos a la anhidrita superior, pozo E-101.

4.1.2.7 Análisis de la información.

Se realizaron simulaciones con base en los pozos offset E-31 y 101, considerando el plan direccional actualizado del pozo E-29, ajustando el modelo de capas con buzamiento hacia abajo acorde a las superficies proporcionadas del modelo estático.

Para la correlación en tiempo real se tomará de inicio el E-101 y se llevará un modelo paralelo con el E-31, esto debido a que son los dos pozos que cuentan con la columna completa hasta la anhidrita inferior.

Por correlación con los pozos offset, se observan resistividades dentro del yacimiento entre 6 y 20 Ohm-m. Dentro del set de datos simulados para el sensor de resistividad, se registra una mejor respuesta en amplitud y resolución vertical de las curvas de fase profunda de 2 MHz y 400 kHz, así como resistividades ultra profundas de 100 kHz, por lo que se recomienda trabajar con estas curvas para la sección lateral.

La simulación mostró una mejor respuesta de las curvas de geo-conductividad y densidad en situación de proximidad al tope/base del nivel de interés. En caso de cercanía a las anhidritas, tendríamos mediciones tempranas cercanas a los 6 TVD, además de marcadores previos, tanto bajas de resistividad que solo se presentan en la arena U5 como altos de rayos gamma.

4.1.2.8 Geolocalización en tiempo real.

Se tiene un correcto aterrizaje en la capa objetivo; en la sección horizontal se colocó entre la arena U2 y U3; aunque se tuvo asentamientos profundos, la mejor trayectoria para la recuperación del hidrocarburo está marcada en líneas verdes.

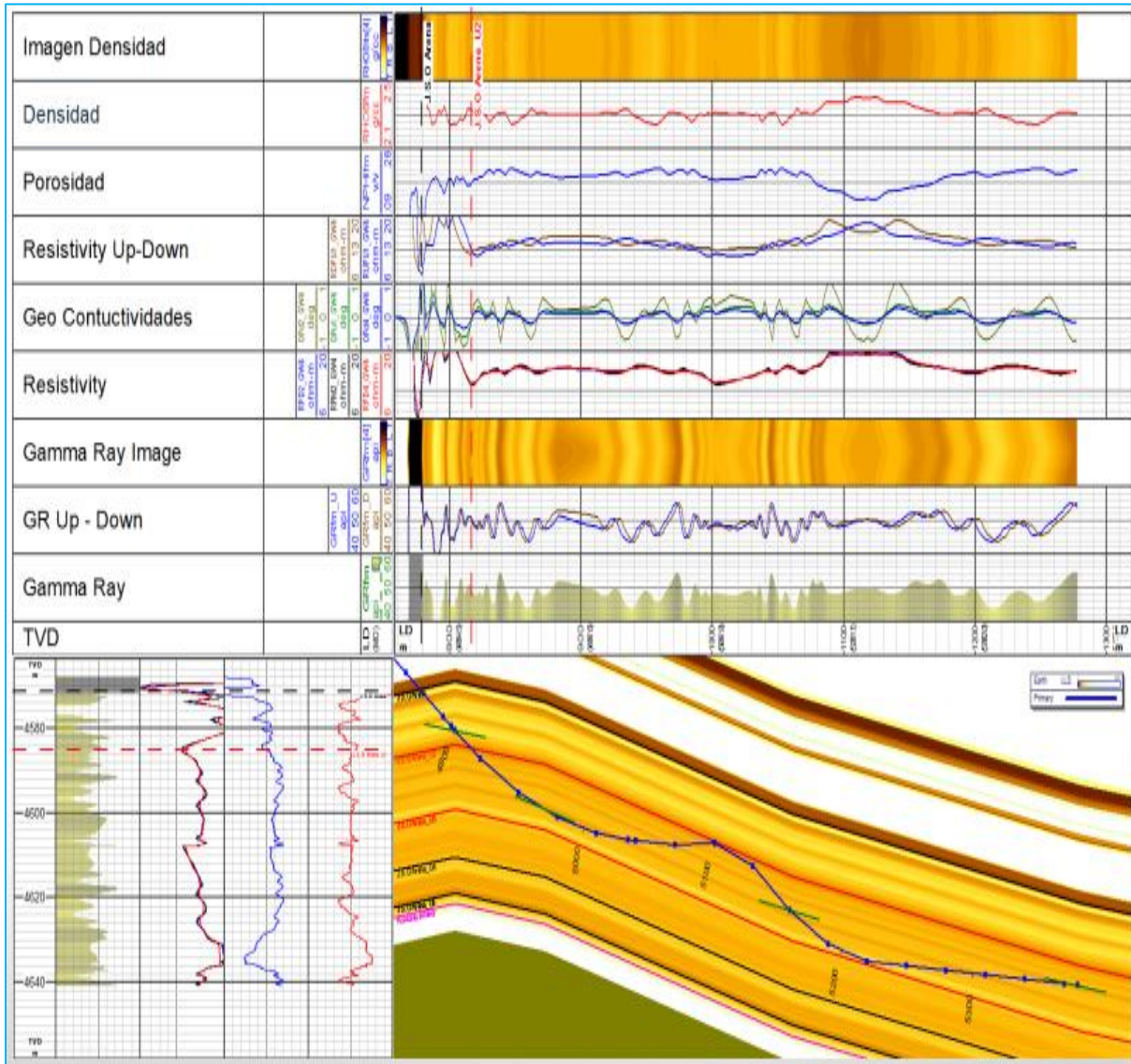


Figura 4.21 Geolocalización en tiempo real., pozo E-29.

4.1.3 B-81, enero 2023.

Se presentará un caso de éxito,

Información del Trabajo				
Productos /Servicios	NBGR_HAGR_GuideWave_SST			
	HEL LWD System			
	RSS			
Tipo de Pozo	OffShore Horizontal			
Tope Formacional	Jurásico Superior Oxfordiano Arenas			
Espesor de Target	26 m TVD			
Landing Point	MD	Inc	Az	TVD
	5195 m	88.5°	140.6°	4592.92 m
Extensión Lateral	~ 400 m MD			

Figura 4.22 Información general, pozo B-81.

Se tomará como referencia el pozo B-85 ST al contar con todas las unidades de las arenas dentro del yacimiento y poder tener un amplio panorama del comportamiento de las curvas; sin embargo, como se observa previamente con las superficies proporcionadas, nos quedaremos cercanos a la Arena 1 y/o 2 durante toda la trayectoria.

	Gamma Ray (API)	Resistividad (Ohm-m)	Espesor (m)
↑ Tope Target	33 - 40	15 - 60	21-29
Target	39 - 56	4 - 11	26-28
↓ Base Target	35 - 45	4 - 10	17-50

Figura 4.24 Interpretación de los registros geofísicos, pozo B-85 ST.

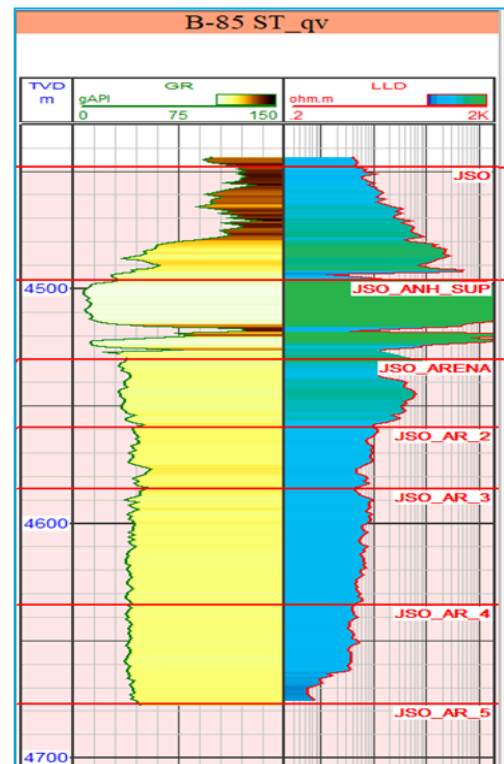


Figura 4.23 Correlación de pozos, pozo B-85 ST.

4.1.3.1 Simulación de curvas LWD.

Se realizan simulaciones teniendo en cuenta los sensores presentes en el BHA, así como las profundidades de investigación y resolución vertical de cada uno.

Se toma como referencia la trayectoria B-85 ST del pozo, variando inclinaciones para simular salidas de la trayectoria por la parte superior e inferior de las formaciones.

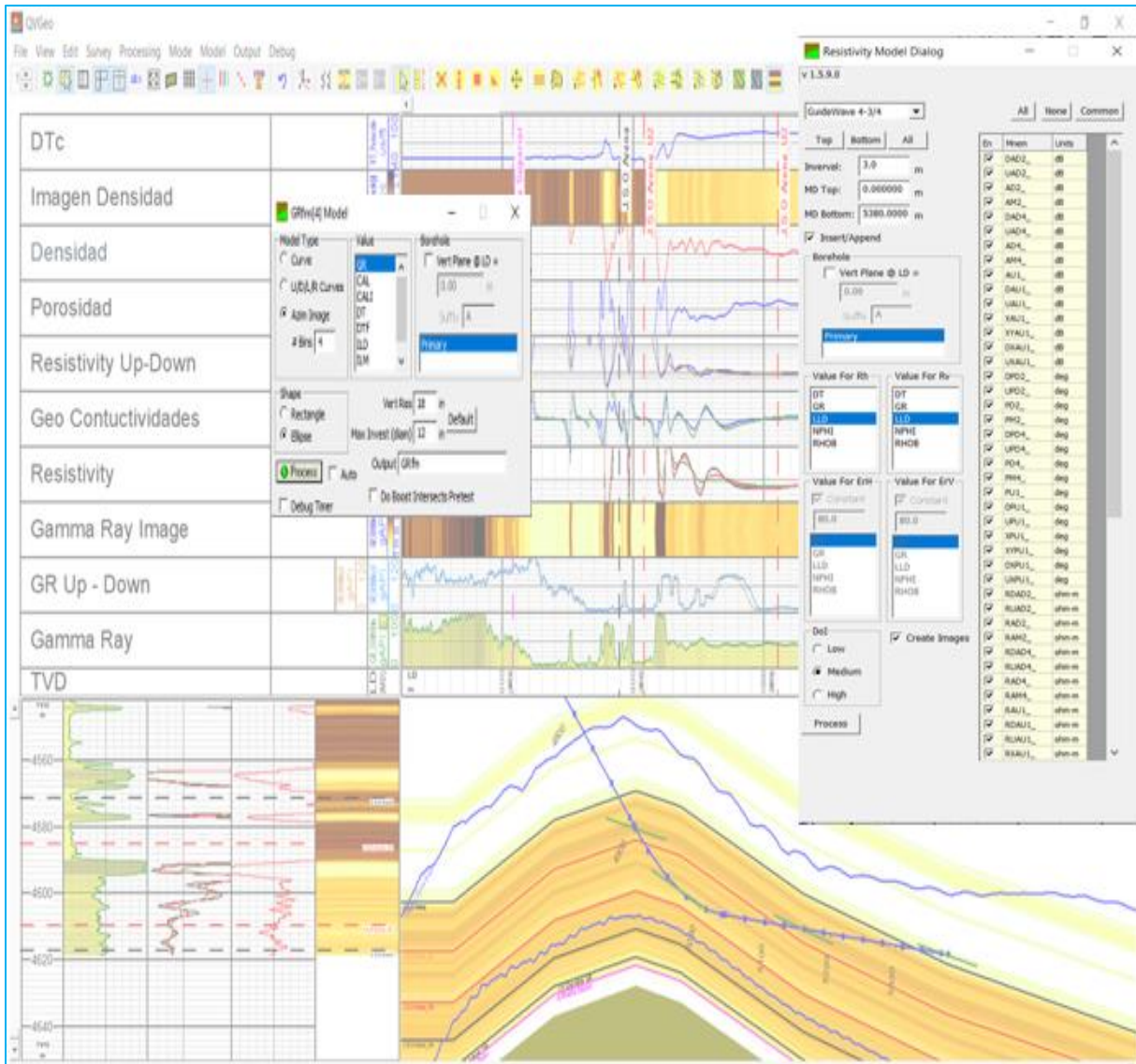


Figura 4.25 Simulación de curvas LWD, pozo B-85 ST.

4.1.3.2 Escenario con trayectoria modificada saliendo por la parte superior de la arena JSO.

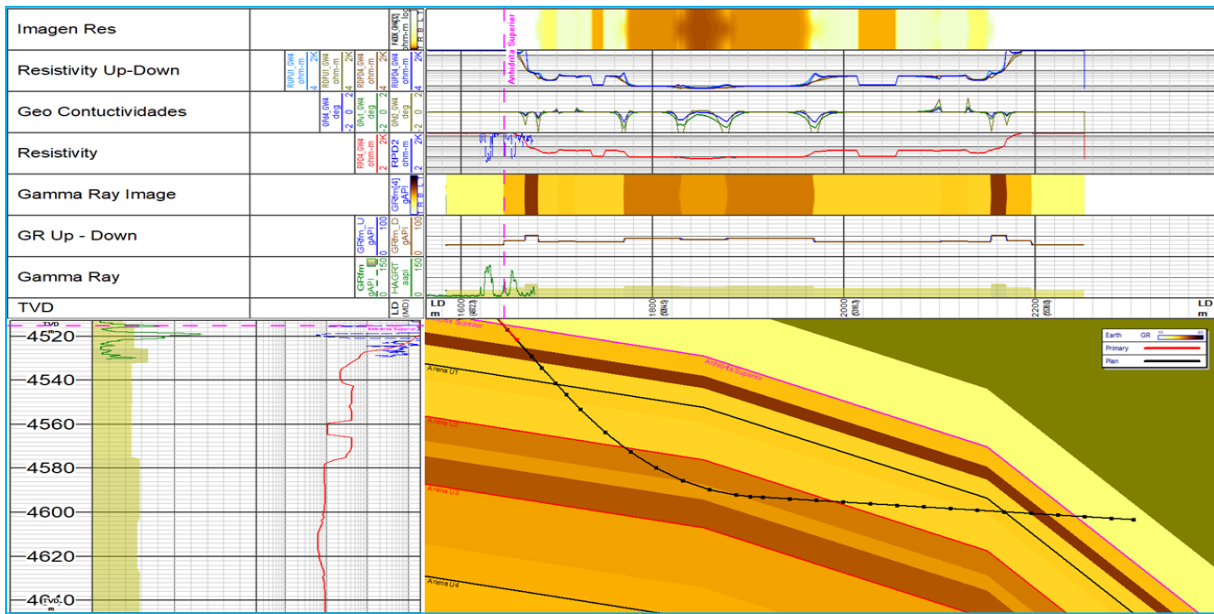


Figura 4.26 Simulación saliendo por la parte superior, pozo B-85 ST.

Se realizaron simulaciones con base en el pozo offset B-85 ST considerando el plan direccional del pozo B-81, ajustando el modelo de capas con buzamiento hacia abajo acorde a las superficies proporcionadas del modelo estático.

Por correlación con los pozos offset, se observan resistividades dentro del yacimiento entre 4 y 11 Ohm-m. Dentro del set de datos simulados para el sensor de resistividad, se registra una mejor respuesta en amplitud y resolución vertical de las curvas de Fase Profunda de 2 MHz y 400 kHz, así como resistividades ultra profundas de 100 kHz, por lo que se recomienda trabajar con estas curvas para la sección lateral.

La simulación mostró buena respuesta de las curvas de geo-conductividad en situación de proximidad a la anhidrita superior y a la unidad 5, la cual presenta bajas resistividades; donde se tendrían mediciones tempranas entre 9–10 TVD que permitirían anticipar el cambio de formación.

4.1.3.3 Geolocalización en tiempo real.

Para utilizar la técnica de geolocalización, debe haber todo un equipo de trabajo que realice las simulaciones, interpretaciones y todos los estudios, como las herramientas a utilizar durante el proceso de perforación; en paralelo, llevar los datos proporcionados por el software, como las distintas técnicas que validará estos datos. Las herramientas LWD y MWD proporcionan lecturas de datos en tiempo real durante el proceso de perforación; además, permiten registrar 25 [ft] de profundidad actualmente, lo que facilita la perforación proactiva, para identificar las zonas problemáticas, que pudieran desviar las herramientas, atascos, entre otros, así como visualizar la trayectoria planeada, para conocer si se va por la dirección o si se requieren ajustes. También va registrando las distintas litologías, como los fluidos presentes en la formación; cuenta con sensores de orientación e inclinación, y simultáneamente mide parámetros como la presión, temperatura, entre otros, para ir ajustando la velocidad de perforación.

Como se muestra en la imagen, se correlaciona la información de los pozos cercanos y la imagen en tiempo real durante el proceso de perforación para darle seguimiento y control, de esta manera saber si los datos obtenidos por el software son válidos o no; generalmente en la sección vertical, en caso positivo, brindará información muy valiosa. Para este caso se puede apreciar que identificó la parte superior de la anhidrita.

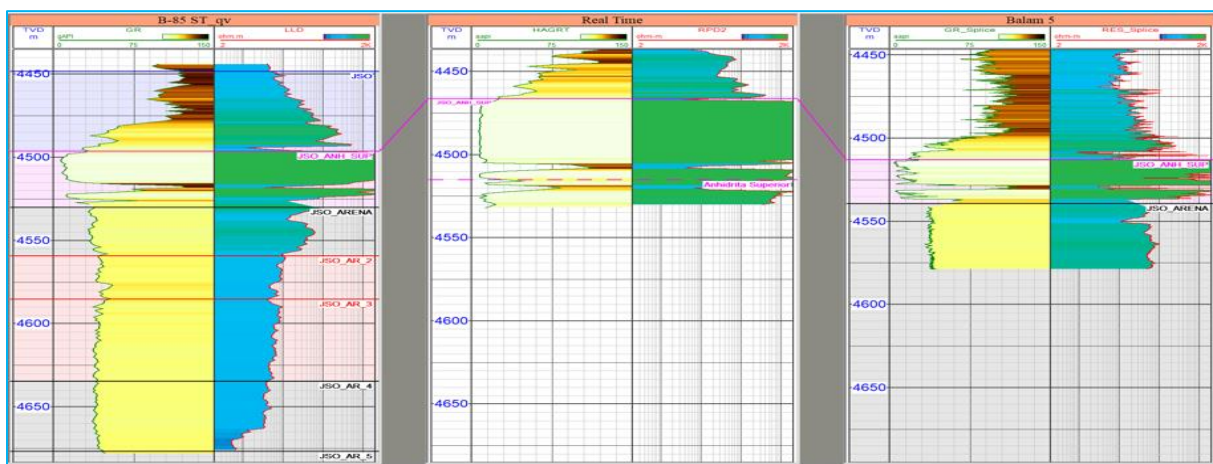


Figura 4.27 Correlación de pozos del campo “B” y seguimiento y control del pozo B-81 en tiempo real

4.1.3.4 Visualización 3D, pozo B-81.

Con los datos obtenidos se puede crear una imagen en 3D de las capas del subsuelo; esto permitirá la visualización de la correcta trayectoria de perforación, así como observar las distintas formas y tamaños de la formación. Además, con estos datos se podrá crear la sísmica, que ayuda a la identificación de hidrocarburos y la colocación de pozos futuros, así como a la construcción del modelo de geolocalización.

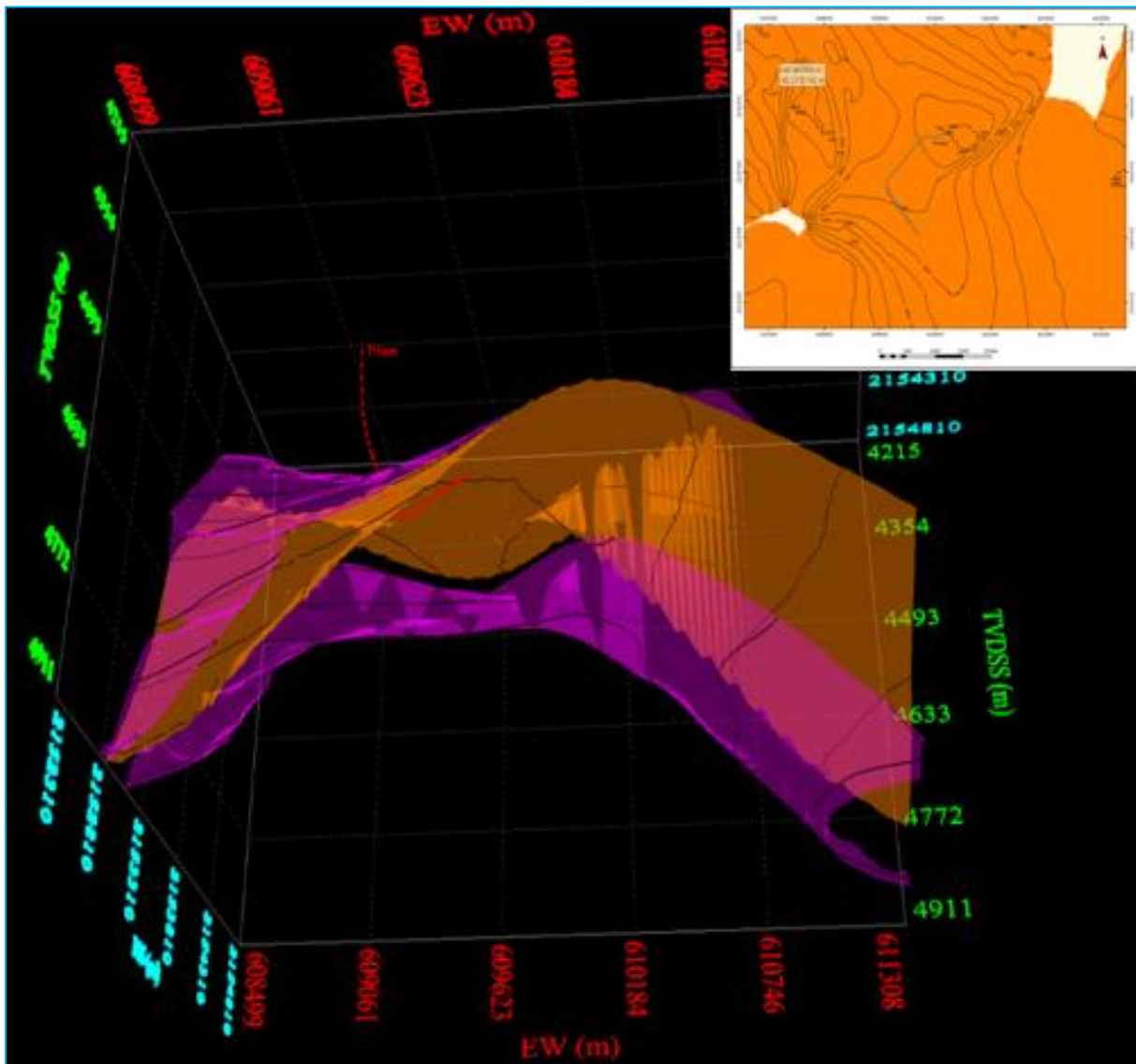


Figura 4.28 Visualización 3D, pozo B-81.

4.1.3.5 Geolocalización en tiempo real, pozo B81.

Se aprecia en la imagen la correcta colocación, marcando el punto de arranque (KOP) después de la anhidrita superior, dentro de la arena U1, construyendo la curva de aterrizaje a la zona objetivo entre las arenas U2 y U3, para posteriormente construir una sección lateral de zona de interés de aproximadamente 400m, con las mejores propiedades petrofísicas.

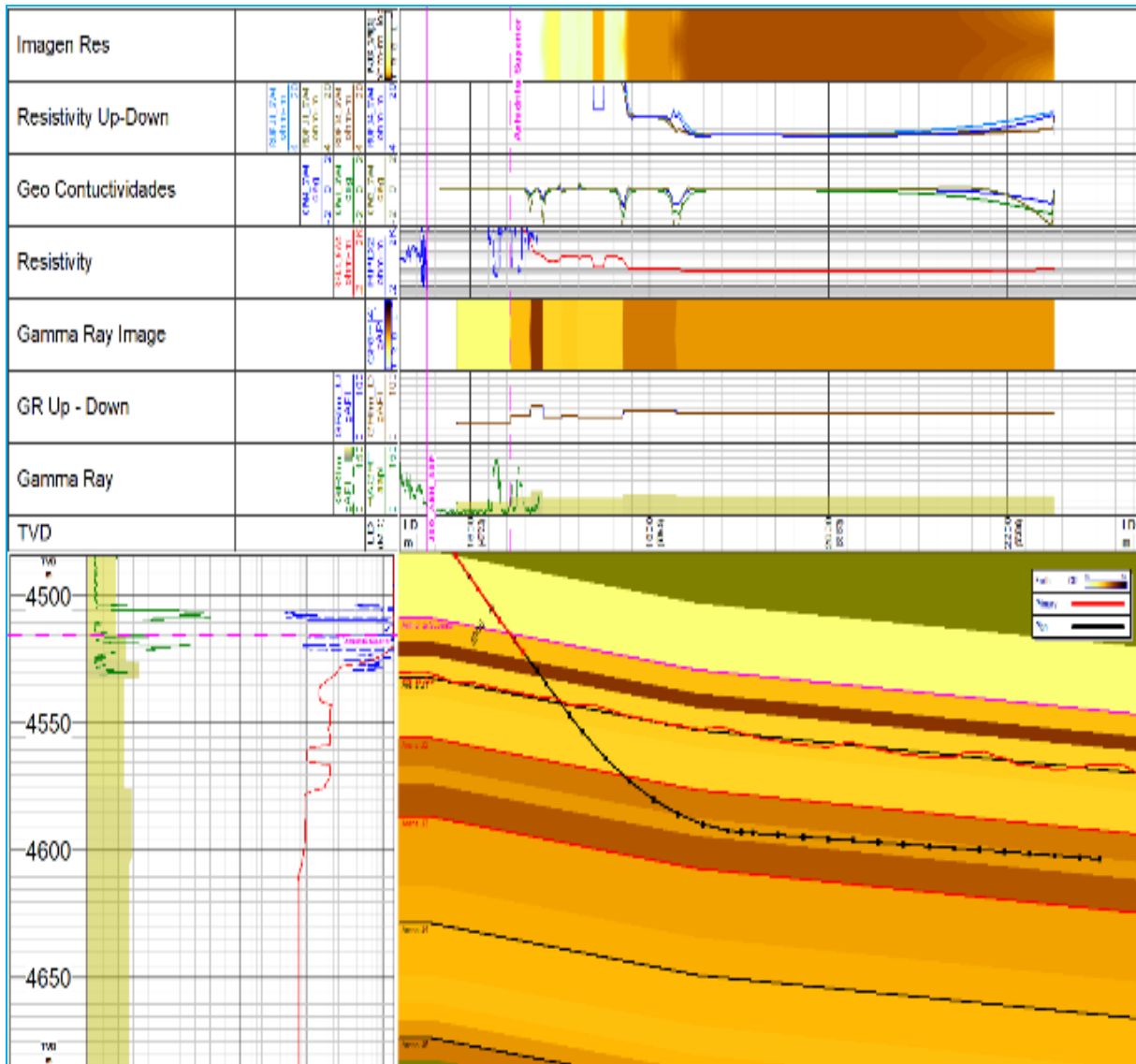


Figura 4.29 Geolocalización en tiempo real, pozo B-81.

4.1.4 Opinión sobre el uso de la tecnología de geolocalización.

De acuerdo con Schlumberger, las herramientas de geolocalización permiten la optimización de la perforación al permanecer dentro de la zona de interés, colocaciones óptimas, mejores terminaciones y reducción de tiempo de operaciones.

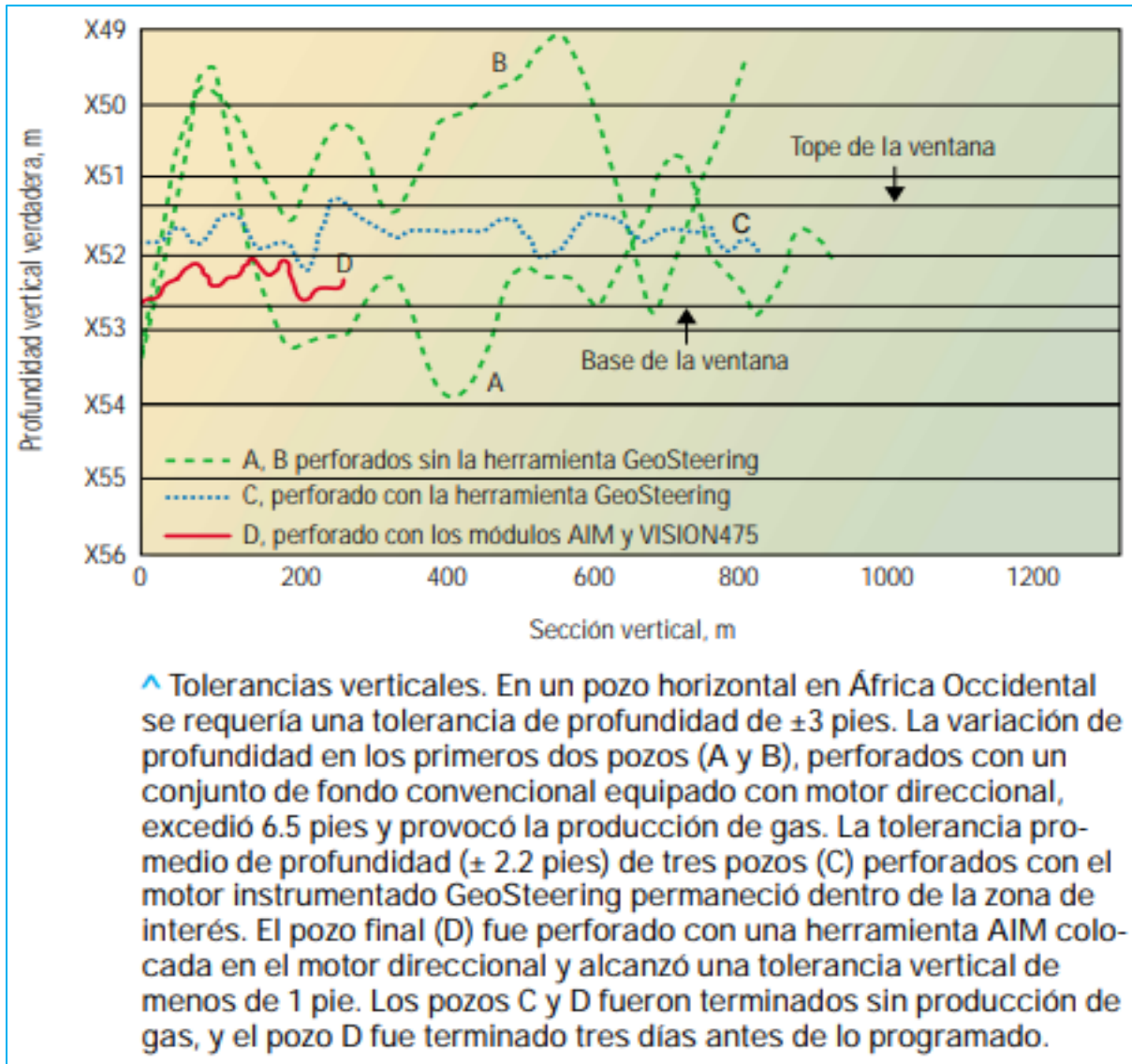


Figura 4.30 Sugerencia del uso de la tecnología de geolocalización. (Schlumberger, 2001).

4.1.5 Post-perforación.

Después de completar la perforación, se realiza un registro de pozo completo para evaluar la efectividad de la trayectoria modificada y la ubicación del pozo en relación con la formación. Con base en la información recopilada, se toman decisiones sobre la terminación del pozo, incluyendo la instalación de revestimientos y la planificación de la producción.

Realizar revisiones post-perforación para evaluar el rendimiento y aprender de las lecciones aprendidas, alimentando así un ciclo de mejora continua.

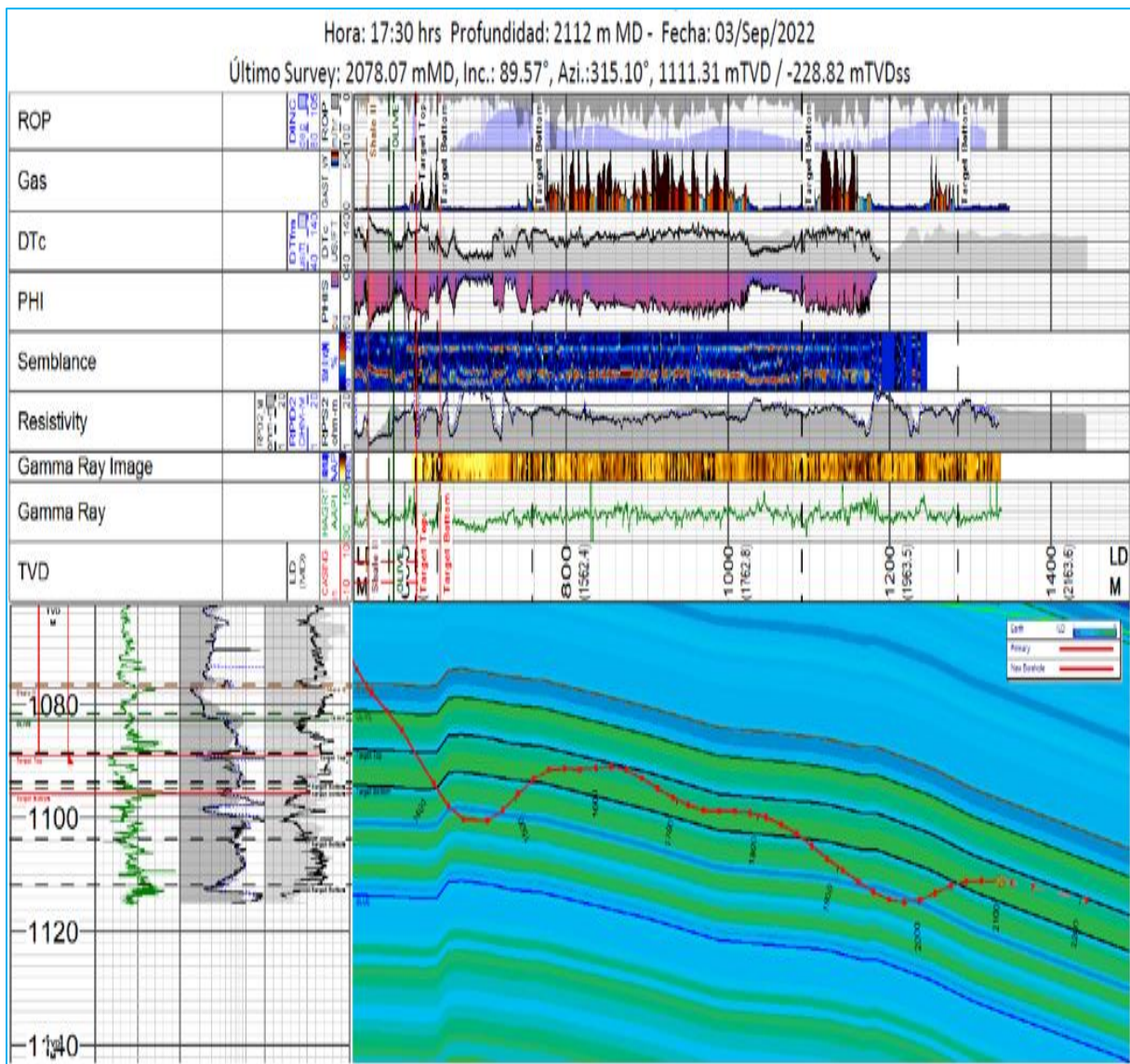


Figura 4.31 Parte de un diario de geolocalización.

Conclusiones.

Los beneficios de la geolocalización mediante la utilización de las tecnologías LWD y MWD durante el proceso de perforación han permitido una perforación dirigida con mayor precisión, sin interrumpir las operaciones, basada en la integración de datos geológicos, petrofísicos y direccionales en tiempo real continuamente actualizados, lo que permite ajustar la trayectoria del pozo hasta el o los objetivos, mejorando la toma de decisiones operativas, maximizando el contacto con las zonas productivas y minimizando los riesgos operacionales.

Los costos de implementación de estas tecnologías son elevados, pero son compensados con la mejora de la eficiencia técnica y económica de las operaciones de perforación, reduciendo los riesgos asociados a la incertidumbre geológica, los costos por desviaciones no deseadas, intervenciones correctivas, los tiempos no productivos, etc.; además, se obtienen datos dinámicos que actualizan los modelos geológicos, que son muy útiles en pozos horizontales, multilaterales y de alcance extendido, entre otros.

Los desafíos que conlleva esta tecnología son la gran cantidad de información que proporcionan las herramientas en tiempo real, lo que requiere personal especializado para analizar y comprender su correcta interpretación; también necesita modelos que identificaron la presencia de hidrocarburos para la retroalimentación de datos, como por ejemplo la correlación de pozos. Toda tecnología puede sufrir daños o estar descalibrada, lo que proporciona datos erróneos.

Bibliografía.

Aranju Pérez Víctor Gregorio, Diaz Trujillo Sergio, Ramos Romero Omar Adrián, Reyes Ortega Adolfo, Sanabia Jiménez Hugo Iván, Villaseñor Castillo Rubén Alejandro. (2014). Guía Básica de Perforación Direccional en Formaciones con Fracturas y con Aplicación a un Pozo. IPN, México.

Chávez Echeverria Francisco, Meraz Alcantar Joaquín (2015). Operaciones Críticas de Perforación de Pozos Petroleros. UNAM, México.

Datalog. (2001). Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo.

Edgar Misael Zarco Rodríguez. (2018). Diseño de software Especializado para el bosquejo de trayectorias de Pozos de Alcance Extendido (ERD). UNAM, México.

F. Chiachiarelli, R. Escobar, R. Moyano Paz, M. Zagatto y S. Comotti. (2021). Aplicación de Nuevas Tecnologías de Monitoreo en Tiempo Real para la Evaluación de Estabilidad y Limpieza de Pozos en Yacimientos No Convencionales. IAPG.

Galindres Basave Cesar Cuauhtémoc, García Rodríguez José Uriel, Navarrete Álvarez Guillermo. (s/f). Perforación Direccional Aplicada a Pozos de la Región Sur. IPN, México.

Guerrero de la Vega Joel Abraham. (2015). Principios de Geonavegación. UNAM, México.

José Francisco Edwin Narvárez Romero. (2013). Mejoras al Proceso de Mantenimiento a Herramientas para la Medición Durante la Perforación de Pozos Petroleros. IPN, México.

Juan Herrera Herbert. (2020). Vol. IV no 2. Técnicas de Perforación Direccional de Pozos. UPM, España.

Kate Mantle. (s/f). Oilfield Review. Vol 25, no.4. El Arte de Controlar la Trayectoria de los Pozos.

Leonardo Enrique Soque Díaz & Josué Agustín Vásquez Flores. (2012). Estudio de los problemas presentados durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del Oriente ecuatoriano. EPN, Ecuador.

Luis Vicente Colorado Franco. (2018). Geoposicionamiento de Pozos Horizontales de Alcance Extendido Aplicando Geonavegación Azimutal para Mejorar la Recuperación de Crudos Pesados en el Campo ITT. UPSE, Ecuador.

Miguel A. Benítez Hernández. (1982). Apuntes de Tecnología de Perforación. UNAM, México.

Muñoz Castillo Adrian. (2014). Guia Basica de Perforacion Direccional con Aplicación en un Pozo. UNAM, México.

Muñoz Castillo Adrián. (2014). Guía Básica de Perforación direccional con Aplicación en un Pozo. UNAM, México.

Paul Mitchell. (2015). Oilfield Review 27, no 1. Mapeo de Yacimientos Durante la Perforación. Schlumberger.

PEMEX. (2008). Guía Práctica para Diseño de la Perforación Direccional.

PEMEX. (s/f). Diseño de la Perforación de Pozos.

PEMEX. (s/f). Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control de la Desviación.

Tom Bratton, Mark Fredette, Qiming Li y Iain Rezmer. (2001). Oilfield Review. LWD en tiempo real: Registros para la perforación. Schlumberger.

Víctor Manuel Garduza Rueda. (2019). VOLUMEN LXI NÚMERO 2. Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones. ITPE, México.