



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

PRINCIPIOS DE GEONAVEGACIÓN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

GUERRERO DE LA VEGA JOEL ABRAHAM



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL**

MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2015

DEDICATORIA

A mi madre, una mujer increíble, que me ha enseñado mucho con su ejemplo.

A la memoria de mi abuelo Javier Guerrero Martínez.

AGRADECIMIENTOS

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Por ser mi alma mater y darme la oportunidad de pertenecer a la máxima casa de estudios, y darme los conocimientos para afrontar mi futuro. Gracias.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Por permitirme descubrir entre sus aulas el conocimiento, y en sus espacios, pasar momentos inolvidables de estudio, esfuerzo, coraje, dedicación y también muchas risas.

A MI DIRECTOR

Ingeniero Agustín Velasco Esquivel, por su tiempo, comprensión y dedicación para la elaboración de este trabajo.

A MI FAMILIA

No existen palabras para expresar el gran amor que tengo por esas maravillosas personas, ni forma de recompensar todo ese sacrificio que hicieron para que lograra este objetivo.

En especial a mi madre, que me enseñó a nunca rendirme, sin importar los obstáculos y dificultades que te ponga la vida.

Gracias Madre

ÍNDICE

Resumen.....	1
Objetivo.....	1
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.....	2
Introducción:.....	3
SISTEMA DE REFERENCIA.....	3
• Sistema de Coordenadas Cartesianas: (x, y) y (x,y,z).....	3
• Sistema de Coordenadas: (latitud, longitud y altitud).....	3
• Sistema de Coordenadas UTM.....	5
CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	6
Fuerza.....	6
Tipos de Fuerzas.....	7
Esfuerzos.....	8
Elipsoide de Esfuerzos.....	9
Deformación.....	12
ESTRUCTURA GEOLÓGICA.....	14
Forma para describir las estructuras Geológicas.....	15
Estructura Primaria.....	16
Estructura Secundaria.....	16
GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	17
Pliegue.....	17
Geometría y Nomenclatura.....	17
Conceptos asociados a estructuras plegadas.....	18
Fracturas y Fallas.....	21
Domos Salinos.....	23
PROPIEDADES DE LOS SEDIMENTOS.....	26
Sedimento y Sedimentos.....	26
Sedimentación.....	27
Tipos de Sedimentos.....	27
Sedimentos Insolubles.....	27
Sedimentos Solubles.....	28

Madurez de los Sedimentos	28
Madurez Mineralógica.....	28
Madurez Textural.....	29
CAPÍTULO 2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA	30
Introducción	31
ANTECEDENTES	31
Estados Unidos.....	31
México	31
Periodo de 1900 a 1937	32
Periodo de 1938 a 1960	33
Periodo de 1961 a 1980	33
Periodo de 1981 a 2000	34
Periodo de 2000 a 2010	34
COMPONENTES DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN	35
El Sistema de Potencia - Suministro de Energía	35
El Sistema de Izamiento.....	35
El Sistema de Circulación	35
El Sistema de Rotación	35
El Sistema de Prevención de Descontrol de Pozo (BOP's)	36
SISTEMA DE CIRCULACION	36
Bombas.....	36
Bomba duplex	37
Bomba triplex	37
Eficiencia Volumétrica:.....	37
Control de sólidos Temblorinas y Desareadores	37
Mallas Y Temblorinas.....	37
Desarenador /Desarcillador	38
Control de gases	39
Desgasificadores	39
Presas de lodos	40
Equipo adicional	41
El stand pipe.....	41

Cuello de ganso y swivel.....	41
Agitador.....	42
Totalizador de volúmenes.....	42
Tanque de Barita.....	42
FLUIDOS DE PERFORACION	43
Densidad.....	44
Viscosidad.....	44
La reología.....	44
Viscosidad y Reología	44
El pH de un lodo.....	45
Propiedades Coloidales	45
Comportamiento Tixotrópico y Reopéctico	45
HIDRÁULICA.....	45
Factores que afectan la hidráulica.....	47
Sistema hidráulico básico.....	47
Sistema con herramientas de fondo.....	48
Optimización de la hidráulica en la Barrena.....	48
Factores que afectan la limpieza de un pozo de alcance extendido.....	49
- Gasto o tasa de flujo de perforación	49
- Angulo de Inclinación del pozo	50
- Las camas de recortes de perforación dentro del agujero	51
- Reología del fluido y régimen de flujo	52
- Velocidad de perforación	52
- Rotación de la tubería de perforación	53
- Densidad del lodo	53
Fluidos de perforación para pozos de alcance extendido.....	53
Fluido de perforación – visplex.....	54
CAPÍTULO 3 MEDICIÓN EN POZO Y GEONAVEGACIÓN.....	57
Introducción.....	58
REGISTROS GEOFISICOS	58
Clasificación de los Registros Geofísicos.....	58
a) <i>En función del principio físico de la herramienta (figura 29):</i>	59

b) En función de la propiedad petrofísica que se busca medir, todas ellas en agujero descubierto (Figura 30):	60
-Herramienta con Principio Resistivo (electrónico)	61
<i>Herramienta Laterolog</i>	62
<i>Herramientas Doble Laterolog</i>	63
<i>Herramienta de Inducción</i>	64
<i>Herramienta de Doble inducción</i>	65
<i>Herramienta Microlog</i>	66
<i>Herramientas Microenfocadas</i>	66
Herramientas de Registro con Principio Acústico	69
Herramienta Sónica HBC	69
Velocidad sónica en las formaciones sedimentarias	70
Herramientas de Registro Radioactivo	71
Herramienta de Rayos Gamma.....	71
Herramienta de Neutrones.....	73
Herramienta de densidad.....	74
HERRAMIENTAS MWD Y LWD	77
Herramienta MWD.....	77
Herramienta LWD.....	78
TELEMETRÍA.....	79
- Telemetría electromagnética.	79
- Telemetría acústica.....	79
- Telemetría eléctrica.....	79
- Telemetría de pulso en el lodo.....	79
Registro Survey de Geonavegación.....	80
Relevamientos Direccionales	81
Relevamientos magnéticos.....	81
Los relevamientos giroscópicos	81
CONCEPTOS DE GEONAVEGACION	82
Sección geológica	82
Secciones sísmicas.....	82
Mapas de isopacas	82

GEONAVEGACIÓN	83
Posicionamiento del pozos	84
Geonavegación en aterrizajes de pozos	86
Geonavegación en pozos horizontales.....	87
Técnicas de geonavegación	88
- Curva simple	88
- Curvas azimutales.....	89
- Imágenes	89
- Geonavegación proactiva.....	90
Tecnologías GeoVision y PeriScope.....	92
GeoVision (GVR).....	92
PeriScope	97
Diferencias en los servicios PeriScope y GVR	98
Herramienta GVR	98
Herramienta PeriScope	98
PeriScope y GVR en México	100
Aplicación en la región norte de México	100
Pozo General 3H.....	101
Aplicación en la región Sur de México	103
Pozo Ogarrío 1419	103
Conclusiones.....	105
Bibliografía.....	106

Resumen

En la industria petrolera, la perforación de un pozo es un punto vital para la explotación y desarrollo de los campos petroleros, en sus inicios la perforación se considero un arte, hoy en día es una especialidad, por sus altos costos de inversión.

La perforación ha ido evolucionando con el paso de los años y de las dificultades que nos encontramos en el subsuelo ya que cada vez los yacimientos se encuentran en estructuras geológicas más complejas y de difícil acceso con tecnologías convencionales.

Las tecnologías de perforación han ido evolucionando para enfrentar estos nuevos retos hasta dar origen a la perforación direccional o geonavegación, la cual consiste en dirigir el pozo a un intervalo de interés,

Con el apoyo de las técnicas de geonavegación el ingeniero petrolero puede construir pozos direccionados, atravesando las estructuras geológicas con menor riesgo, aportando grandes beneficios económicos como ambientales.

El actual trabajo desea ofrecer un panorama general sobre las técnicas de geonavegación así como también explicar el funcionamiento básico de las herramientas.

Objetivo

El presente trabajo desea proporcionar al estudiante de ingeniería petrolera, un texto de apoyo para las materias como geología e ingeniería de perforación y explicar de manera sencilla las actuales técnicas de geonavegación.

CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES GEOLÓGICOS

*“Great power involves great responsibility”
Franklin D. Roosevelt / Ben Parker*

Introducción:

En este capítulo se analizarán y describirán varios conceptos y diferentes clases de criterios referentes al fracturamiento y fallamiento de las masas de roca y suelos. Donde los conceptos de esfuerzo y deformación, están intrínsecamente relacionados.

Se tratarán algunos antecedentes de geología para entender el variado espectro de problemas que se pueden encontrar dentro de los procesos mecánicos y los movimientos de la corteza terrestre, como las deformaciones y las causas que originaron estas formas que se presentan actualmente.

Y como estas estructuras geológicas producidas por estos movimientos son de vital importancia desde el punto de vista económico ya que se convierten en yacimientos de hidrocarburos.

SISTEMA DE REFERENCIA

Un sistema de referencia o marco de referencia es un conjunto de convenciones usadas para poder medir la posición y otras magnitudes físicas.

- Sistema de Coordenadas Cartesianas: (x, y) y (x,y,z)

Sistema de coordenadas (x,y)

Consiste en dividir el plano en cuatro partes llamadas cuadrantes mediante dos rectas perpendiculares entre sí (horizontal y vertical respectivamente). Dichas rectas se cortan en un punto que recibe el nombre de *origen de coordenadas*.

Sistema de coordenadas (x,y,z)

Consiste en dividir el espacio en tres planos mutuamente perpendiculares, que se cortan en el punto común cero, formando los planos coordenados $(xy, xz$ y $yz)$. Con estos planos coordenados se divide el espacio en ocho regiones llamadas octantes.

- Sistema de Coordenadas: (latitud, longitud y altitud)

Coordenadas geográficas:

El sistema de coordenadas geográficas es un sistema de referencia que utiliza las dos coordenadas angulares latitud (norte o sur) y longitud (este u oeste) para determinar las posiciones de los puntos de la superficie terrestre. Estas dos coordenadas angulares medidas desde el centro de la Tierra son de un sistema de coordenadas esféricas que está alineado con su eje de rotación. Estas coordenadas se suelen expresar en grados sexagesimales:

La **latitud** mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador en la superficie de la Tierra. La latitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto.

- Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.
- Aquellos que se encuentran al norte del Ecuador reciben la denominación Norte (N).
- Aquellos que se encuentran al sur del Ecuador reciben la denominación Sur (S).
- Se mide de 0° a 90° .
- Al Ecuador le corresponde la latitud de 0° .
- Los polos Norte y Sur tienen latitud 90° N y 90° S respectivamente.

La **longitud** mide el ángulo a lo largo del ecuador desde cualquier punto de la Tierra. Se acepta que Greenwich en Londres es la longitud 0 en la mayoría de las sociedades modernas. Las líneas de longitud son círculos máximos que pasan por los polos y se llaman meridianos.

- Todos los puntos ubicados sobre el mismo meridiano tienen la misma longitud.
- Aquellos que se encuentran al este del Meridiano Cero reciben la denominación Este (E).
- Aquellos que se encuentran al oeste del Meridiano Cero reciben la denominación Oeste (O).
- Se mide de 0° a 180° .
- Al meridiano de Greenwich le corresponde la latitud 0° .

Por sistema, en el manejo y expresión de coordenadas siempre se menciona en primer término la latitud con su designación norte (N) o sur (S), y en segundo, la longitud, con la indicación de si es este (E) u oeste (O). En el caso de México y para uso interno no es necesario mencionar la dirección, que ya se sabe es siempre norte para las latitudes y oeste para las longitudes

Por ejemplo la Ciudad de México tiene de coordenadas:

$19^{\circ} 25' 10''$ N, $99^{\circ} 8' 44''$ W (oeste)

En decimal

19.419444° N, 99.145556° W

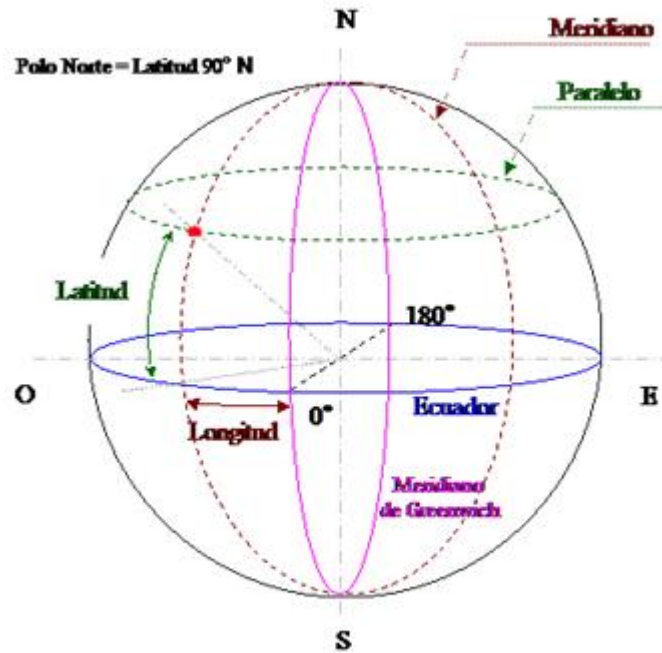


Figura 1

- Sistema de Coordenadas UTM

Es un sistema internacional de coordenadas rectangulares que utiliza unidades métricas (SI). Viendo al polo norte desde una vista superior, la Tierra se divide en 60 partes iguales con 6 grados entre cada uno, formando lo que son zonas o husos UTM, numerándose del 1 al 60 en sentido contrario a las manecillas del reloj, lo que vendría equivaliendo a la longitud, y para la latitud se divide a la Tierra en 20 partes de 8 grados denominadas bandas las cuales poseen una letra desde la C a la X (no incluyen I, O y Ñ por su parecido a los números uno, cero y como es un sistema norteamericano no se incluye a la Ñ)

A diferencia del sistema de coordenadas geográficas, expresadas en longitud y latitud, las magnitudes en el sistema UTM se expresan en metros únicamente al nivel del mar, que es la base de la proyección del elipsoide de referencia.

Por ejemplo la Ciudad de México tiene de coordenadas:

2147246N, 484719E 14Q

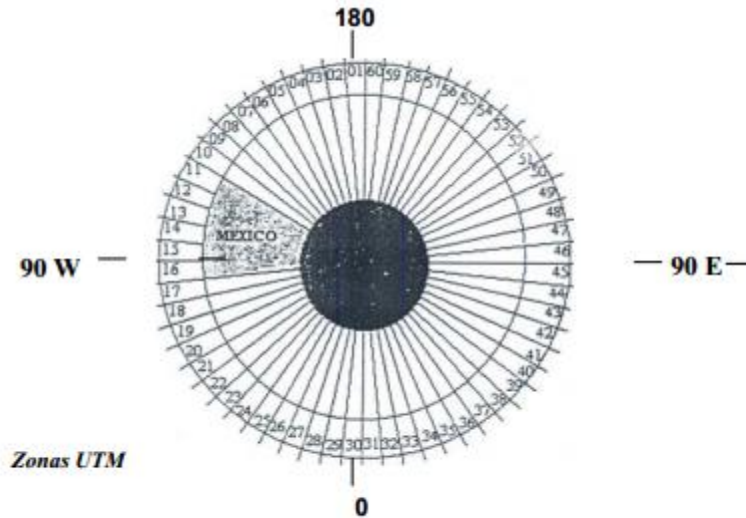


Figura 2

CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Fuerza

Existen varias definiciones aceptables para explicar el término de fuerza, entre las que se encuentran las dos siguientes:

- Se denomina fuerza a cualquier acción o influencia capaz de modificar el estado de movimiento o de reposo de un cuerpo.
- La fuerza es una magnitud vectorial (con dirección y sentido) que tiende a producir un cambio en la dirección de un cuerpo o como modificación de su estructura interna, es decir tiende a producir una deformación. Y debido a su carácter vectorial, se puede decir que una fuerza está compuesta de varias fuerzas y se puede descomponer en ellas. Se considera la existencia de dos tipos de fuerzas principales: de cuerpo o de masa y las de superficie

Tipos de Fuerzas

Fuerzas de cuerpo o de masa.

Este tipo de fuerzas se relacionan directamente con la masa del cuerpo al cual se aplican, aunque el origen de estas fuerzas pueden ser originadas a factores externos. Algunos ejemplos de este tipo de fuerzas tenemos las que son originadas por la gravedad, las de campos magnéticos y las centrifugas.

Fuerzas de superficie.

Dependen siempre de causas externas al cuerpo pero a diferencia de las fuerzas de cuerpo, no guardan relación alguna con la masa del mismo, Se llaman así porque se pueden considerar que son aplicadas a una superficie de algún cuerpo, por ejemplo las fracturas originadas por eventos en el subsuelo tectónico; y este tipo de fuerzas de pueden dividir en simples y compuestas.

- Las fuerzas simples son aquellas que tienden a producir movimiento
- Las fuerzas compuestas tienden a producir distorsiones

El que una fuerza o sistema de fuerzas produzcan o no deformaciones, dependerá de la intensidad del sistema, así como de las propiedades del cuerpo y del tiempo. Cuando se aplican fuerzas en direcciones diferentes se denominan fuerzas diferenciales.

Las fuerzas compuestas que consisten en dos fuerzas actuando sobre el mismo cuerpo, el primer par de fuerzas que actúan en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción se llaman fuerza compuesta tensional, y fuerza compresivas o convergentes cuando el par de fuerzas actúan sobre la misma línea recta de acción pero las dos convergen hacia el cuerpo.

Cuando una fuerza tiene cualquier dirección relativa al plano de aplicación, es decir, no es coaxial, se denomina fuerza de cizalla, cortante o tangencial. Las fuerzas de cizalla actúan en una dirección perpendicular a la normal al plano. La componente de cizalla no es ni compresiva ni de tensión. Es positiva cuando produce un giro relativo en contra de las manecillas del reloj y es negativa cuando ocurre lo contrario

Esfuerzos

Se define como la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un cuerpo, es decir es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie en la cual se aplica.

Una fuerza aplicada a un cuerpo no genera el mismo esfuerzo sobre cada una de las superficies del cuerpo, pues al variar la superficie varía la relación fuerza/superficie, lo que comprende el esfuerzo.

Tipo de Esfuerzos

- Cuando se aplican esfuerzos en direcciones diferentes se denominan esfuerzos diferenciales.
- Cuando los esfuerzos diferenciales acortan un cuerpo se conocen como esfuerzos compresivos.
- Cuando los esfuerzos diferenciales tienden a alargar un cuerpo se conocen como esfuerzos tensionales.
- Para la Geología los esfuerzos compresivos son positivos y los tensionales negativos. En otras áreas el sentido es inverso.
- Un esfuerzo que no tiene un eje de aplicación, es decir, las fuerzas no son coaxiales, se denomina esfuerzo de cizalla.

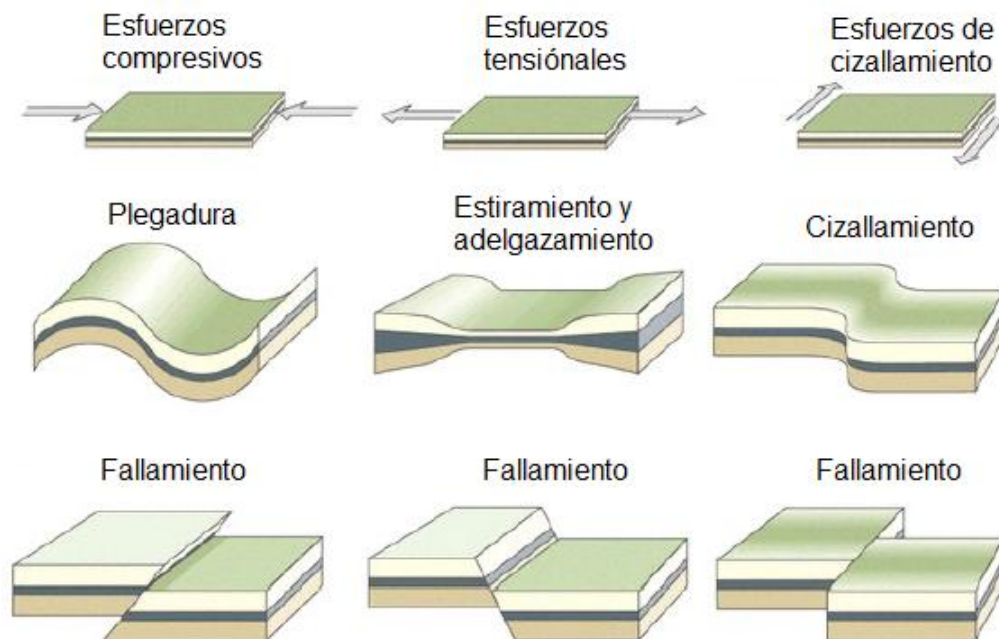


Figura 3

Se pueden apreciar los tres tipos de esfuerzos (compresivos, tensionales y de cizallamiento) en el primer renglón, en el siguiente renglón se aprecian deformaciones que sufren los cuerpos provocadas por el par de esfuerzos pero no se llega al punto de ruptura. En el último renglón se puede apreciar que pasa cuando se aplican este mismo par de esfuerzos pero se llega al punto de ruptura.

Elipsoide de Esfuerzos

Los vectores de esfuerzo alrededor de un punto en tres dimensiones se designan por σ_1 , σ_2 y σ_3 , cuyas magnitudes siempre son $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$, siendo también normales entre sí, como se muestra en la figura 4.

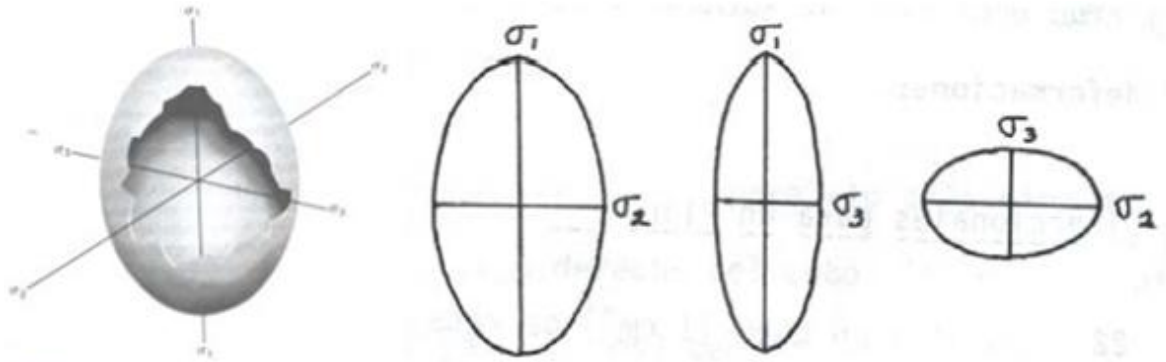


Figura 4

Los tres ejes principales de esfuerzo son perpendiculares y dan lugar a la cruz axial de esfuerzos.

La longitud de los ejes puede ser dibujada proporcionalmente a las magnitudes de los esfuerzos principales.

Esfuerzo Uniaxial

Sólo existe un esfuerzo principal. La figura geométrica que lo representa es un par de flechas de igual magnitud y sentidos opuestos, como se ilustra en la figura 5.

Existen dos casos:

Tensión Uniaxial: Solo uno de los esfuerzos principales es diferente de cero y es de tensión.

Compresión Uniaxial: Solo uno de los esfuerzos principales es diferente de cero y es compresivo.

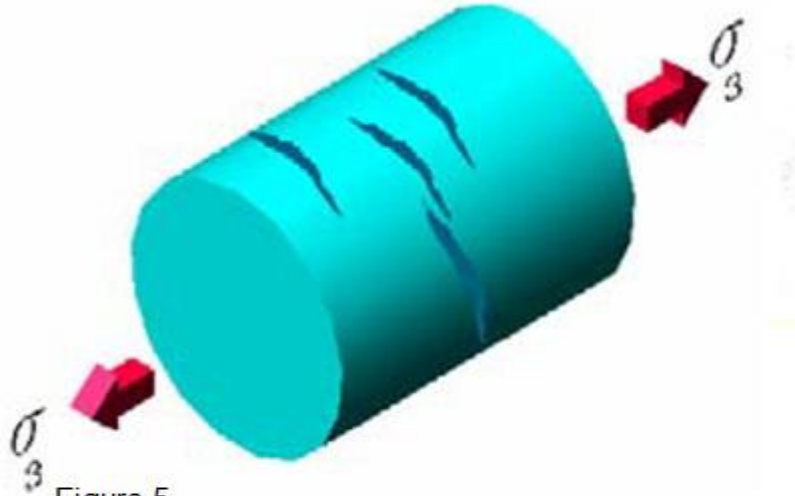


Figura 5
El esfuerzo que actúan en sentidos contrarios sobre la misma línea recta de acción se denomina de tensión.

Esfuerzo Biaxial

Sólo existen dos esfuerzos principales, σ_1 y σ_2 . La figura que los representa generalmente es una elipse formada por las puntas de todos los vectores, si éstos son tensionales, o por el origen del vector si estos son compresivos, véase la figura 6.

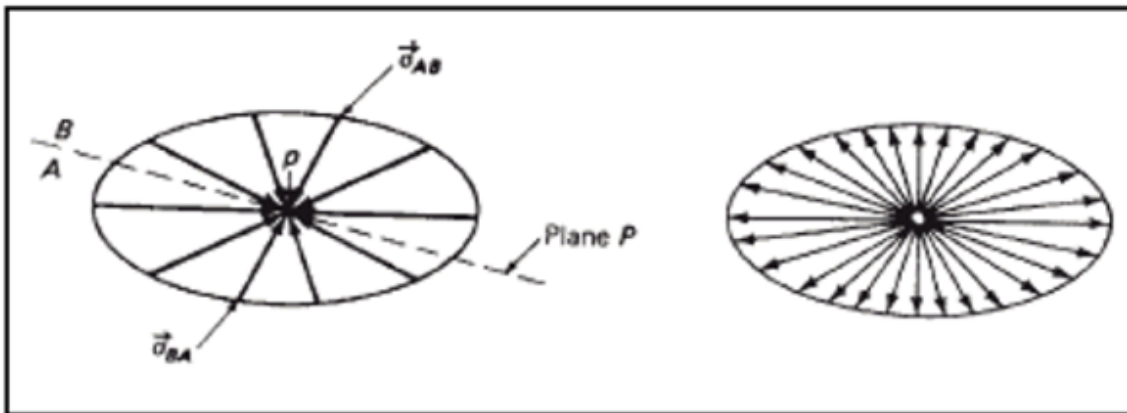


Figura 6
Elipse de esfuerzos en dos dimensiones, generados por las puntas de vectores, que actúan sobre los infinitos planos por los que pasan.

Si $\sigma_1 = \sigma_2$, la figura es una circunferencia, si σ_1 es compresivo y σ_2 tensional, entonces la figura que une las puntas u los orígenes del vector, no es una elipse y no puede hablarse de elipse de esfuerzos en este caso.

Esfuerzo Triaxial

Es donde existen tres esfuerzos principales σ_1 , σ_2 , σ_3 diferentes de cero. La figura que representa en este caso particular es un elipsoide, salvo que σ_1 sea compresivo y σ_2 tensional, en cuyo caso no puede hablarse de elipsoide de esfuerzo, aunque sí de estado y de tensor de esfuerzos.

Los esfuerzos triaxiales son los comunes en la naturaleza y se subdividen en poliaxiales, axiales e hidrostáticos.

Estado de Esfuerzo Poliaxial.

Los tres esfuerzos principales son diferentes y la figura que lo representa es un elipsoide de tres ejes; $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

Estado de Esfuerzo Axial.

Donde dos de los esfuerzos principales son iguales y la figura que lo representa es un elipsoide de revolución, cuya superficie es generada girando una elipse al rededor de sus ejes, en este caso hay infinitos planos principales: el perpendicular al eje de evolución y todos los que lo contienen.

Estado de Esfuerzo Hidrostático.

Los tres esfuerzos principales, $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$, son iguales y la figura que lo representa es una superficie esférica. Este estado se da en fluidos en reposo, no hay ningún plano sometido a esfuerzos de cizalla, ya que los fluidos oponen poca resistencia a los esfuerzos. Como se ilustra en la figura 7.

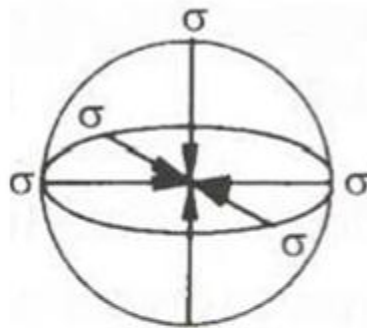


Figura 7
los tres esfuerzos principales son iguales, $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$, y es la esférica la figura que la representa.

Deformación

La deformación se puede definir como la expresión geométrica de la cantidad de cambios causada por la acción de un sistema o campo de esfuerzos sobre un cuerpo. También se puede definir como; el cambio de forma, volumen o ambas, en un cuerpo, como resultado de la aplicación de un campo de esfuerzos.

Dependiendo de la naturaleza del material y las condiciones bajo las que se encuentre existen varios tipos de deformaciones, algunas condiciones son:

- **La temperatura.** Hace variar el componente de las rocas frente a los esfuerzos, aunque el efecto es diferente en cada tipo de roca.
- **Presencia de agua.** Aumenta la plasticidad de la roca, pero si la presión de fluido es muy elevada, la roca se vuelve más frágil.
- **Presión de confinamiento.** Donde se ha visto que las rocas tienen un comportamiento más plástico, esto es debido a las altas presiones y altas temperaturas a las que se encuentran.

En las mismas condiciones, los distintos tipos de rocas se comportan de manera diferente. Los materiales que ante esfuerzos crecientes se rompen, sin sufrir apenas deformación plástica, se dice que son frágiles o competentes; si sufren una deformación amplia antes de romperse, se dice que son dúctiles, plásticos o incompetentes.

Se considera que la deformación puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión. En el caso general una deformación las incluye a todas, pero deformaciones particulares pueden constar de tres, dos o una de las componentes. Las deformaciones son causadas por sistemas de esfuerzos, de forma que esfuerzo y deformación son conceptos que están ligados por una relación de causa a efecto.

- **Translación:** transporte relativo de un cuerpo con respecto a un sistema de ejes coordenados.
- **Rotación:** un giro relativo de un cuerpo con respecto a un sistema de ejes coordenados.
- **Distorsión:** cambio de la forma del cuerpo y sus relaciones geométricas internas. Las partículas se alejan o se aproximan y las líneas cambian el ángulo que forman entre sí. Esto produce translaciones y rotaciones dentro del cuerpo.
- **Dilatación:** cambio del volumen del cuerpo, sin cambiar la forma, pero las relaciones geométricas internas resultan modificadas.

Las dos primeras componentes de la deformación producen cambios en la posición del cuerpo, pero no de su forma ni de sus relaciones geométricas internas. Ante deformaciones de ese tipo, el cuerpo se mueve como un objeto rígido y por ello, se llaman deformaciones de cuerpo rígido o movimientos rígidos.

Las dos últimas componentes producen cambios en la forma y/o en las relaciones geométricas internas. Por ejemplo, una dilatación no cambia la forma, pero aproxima o aleja unas partículas entre sí.

Deformación interna.

Se puede clasificar por dos criterios, uno es por continuidad y el otro criterio es el resultado físico y se subdivide en deformación dúctil y deformación frágil.

- Deformación interna continua, en la que se considera que si una deformación interna no separa ningún par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación se dice que es continua o a fin. En caso contrario se denomina discontinua o no afín. Este último caso implica que se tiene discontinuidades o que estas fueron creadas por la deformación en cuestión,

El otro criterio que se tiene para la clasificación de las deformaciones internas es el de los resultados físicos, y se clasifican en frágil y dúctil.

- Deformación frágil es la que produce ruptura, y claramente la deformación frágil es discontinua.
- Deformación Dúctil se puede subdividir en elástica y permanente; La deformación elástica es aquella que cuando se aplica un campo de esfuerzos y esta se retira del cuerpo, el cuerpo regresa a su posición original, por otro lado la deformación permanente es cuando se quita el campo de esfuerzos del cuerpo, la deformación se conserva. Y la deformación dúctil es continua.










Tipo de esfuerzo			Tipo de deformación	
Tensión	Compresión	Cizalla		
				Indeforzado
				Dúctil
			Frágil	

Figura 8

Se puede apreciar como actúan las deformaciones por los diferentes tipos de esfuerzos, en la deformación dúctil el cuerpo no se divide, mientras que en la deformación frágil, al llegar al punto ruptura el cuerpo se divide en dos partes.

ESTRUCTURA GEOLÓGICA

Es el particular arreglo espacial y temporal que guardan los componentes rocosos o un conjunto rocoso. Las estructuras geológicas presentan características geométricas distintivas y otros rasgos característicos de los que sobresalen:

- La forma
- El tamaño sus límites
- Sus relaciones
- Su orientación
- El tipo de material
- Su distribución geográfica

Las estructuras geológicas de acuerdo con su origen, y características se dividen en primarias y secundarias. Véase la figura 9

Todas tienen importancia para entender distintos procesos geológicos y algunas, son de interés económico por las sustancias que contienen.

ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS				
PRIMARIAS		SECUNDARIAS		
ROCAS ÍGNEAS		ROCAS SEDIMENTARIAS		
INTRUSIVAS	EXTRUSIVAS	CUALQUIER TIPO DE ROCA		
Dique Manto Laolito Batolito Faolito Lopolito Tronco	DERRAMES O COLADAS: Acordeada AA Pahoehoe en bloque Pillow lava	ESTRATIFICACIÓN: Cruzada Tabular Convoluta GGradada Lenticular Flaser	PLIEGUES: Anticlinal Sinclinal Monoclinal Homoclinal AAnticlinorio Sinclinario	
	VOLCANES Escudo Estratovolcán Cinerítico		IMBRICACIÓN	FALLAS: Normal horst graben inversa cabalgadura sobrecorrimiento Napa klippe Lateral izquierda derecha
			LAMINACIÓN	
			MARCAS DE CARGA	
			HUELLAS DE LLUVIA	
			MARCAS DE BASE	
			GRIETAS DE DESECACIÓN	
			RIZADURAS: Oscilación Corriente	
	DOMO		ESTRUCTURAS ORGÁNICAS Estromatolitos GGalerías Arrecifes	FRACTURAS
	CALDERA			FOLIACIÓN
DIACLASA				
VESÍCULA				

Figura 9

Forma para describir las estructuras Geológicas

Para describir las estructuras geológicas es necesario utilizar algunas formas de medición como son:

- **DIRECCION DE INCLINACION** nos indica hacia a donde se inclina el plano, o la proyección horizontal de la línea de máxima pendiente.
- **RUMBO o DIRECCION.** El rumbo se puede definir como línea que resulta por la intersección del plano geológico por un plano horizontal. Se puede imaginarse una superficie de agua (que es siempre horizontal), se hunde el plano hasta la mitad, la línea hasta donde se mojó el plano será el rumbo. La orientación en el plano horizontal dirigido al norte y se mide con un brújula.
- **BUZAMIENTO o INCLINACION.** Es el ángulo de máxima pendiente. El buzamiento siempre es perpendicular al rumbo, nunca es paralelo, midiendo el ángulo entre el plano y el plano horizontal

- AZIMUT es el ángulo medido en un plano horizontal, barrido en el sentido de las manecillas del reloj, entre una línea y la dirección norte-sur; este ángulo adquiere valores entre 0 y 360 grados.

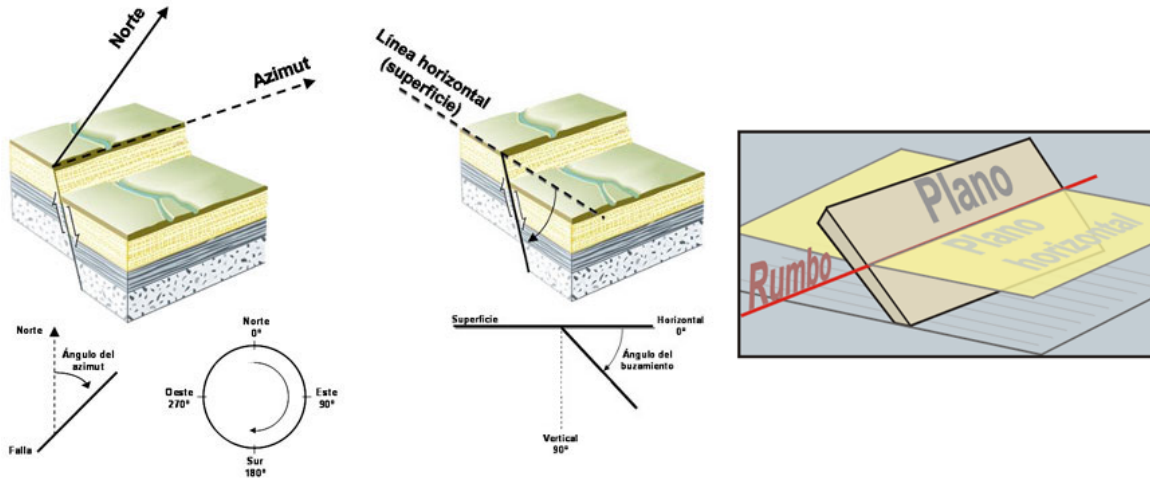


Figura 10

La imagen detalla un poco más los conceptos previos como:

- Azimut: es el ángulo horizontal medido en el sentido de las manecillas del reloj a partir de un meridiano de referencia, el más usual es medirlo desde el norte (sea verdadero o magnético).
- Buzamiento: es el ángulo vertical medido entre la horizontal y un plano inclinado, el cual varía entre el 0° y los 90°.
- Rumbo: es el ángulo, respecto al norte, que forma la línea de intersección del plano con el plano horizontal.

Estructura Primaria

Las estructuras primarias son aquéllas que se originan simultáneamente a la formación de las rocas como resultado de su depósito o su emplazamiento. Son características singenéticas de las rocas por lo que las características que las distinguen están presentes antes de la deformación.

Las estructuras primarias pueden ocurrir en rocas sedimentarias y en rocas ígneas; su existencia es clave para interpretar los procesos de acumulación o depósito y el medio ambiente en que se formaron.

Estructura Secundaria

Son aquellas estructuras geológicas que adquieren las rocas, posteriormente a su litificación como respuesta a un estado de esfuerzo y por cambios en la temperatura.

Los cambios que experimentan las rocas son irreversibles y se expresan como deformación o metamorfismo.

Las estructuras secundarias se pueden desarrollar tanto en rocas ígneas, como sedimentarias o metamórficas; sus características finales dependen de diversos factores, entre otros, la propia naturaleza de las rocas sujetas al proceso de deformación.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Es la rama de la Geología que se encarga del estudio de las características estructurales de las masas rocosas que forman la corteza terrestre, de la distribución geográfica de tales características, del tiempo geológico y de las causas que las originaron; también es importante su identificación, descripción y representación gráfica en mapas y secciones geológicas.

Pliegue

Es una estructura producida cuando una superficie originalmente plana, como una capa sedimentaria, es inclinada o curvada como resultado de la deformación. Una superficie plagada puede tener gran variedad de formas, desde muy simples a muy complejas; inclusive la geometría de una superficie curva puede en un momento dado ser muy difícil de describir, sobre todo cuando los pliegues son resultado de más de dos fases de deformación. En estos casos se puede tener pliegues plagados.

Geometría y Nomenclatura

- Flanco o limbo. Es la superficie de uno de los lados del pliegue, (cada pliegue tiene dos flancos).
- Cresta. Es el punto más alto en la superficie plegada.
- Valle. Es el punto más bajo en la superficie plegada.
- Punto de charnela. Es punto de máxima curvatura del pliegue, visto en sección transversal.
- Línea de Charnela. Es la línea que une los puntos de máxima curvatura de un pliegue y pasa por los puntos de charnela.
- Superficie o plano de charnela (plano axial). Superficie que contiene las líneas de charnela de un pliegue en un mismo plano estructural.
- Longitud de onda. Distancia horizontal entre cresta y cresta en un antiforme o entre valle y valle en un sinforme, considerando siempre pliegues continuos. Es una medida del tamaño del pliegue.
- Amplitud de onda. Distancia entre el punto de inflexión y la cresta de un antiforme o el punto de inflexión y el valle de un sinforme.

- Ángulo interlimbos (interflancos). Ángulo menor que se forma entre los limbos o flancos de un pliegue.

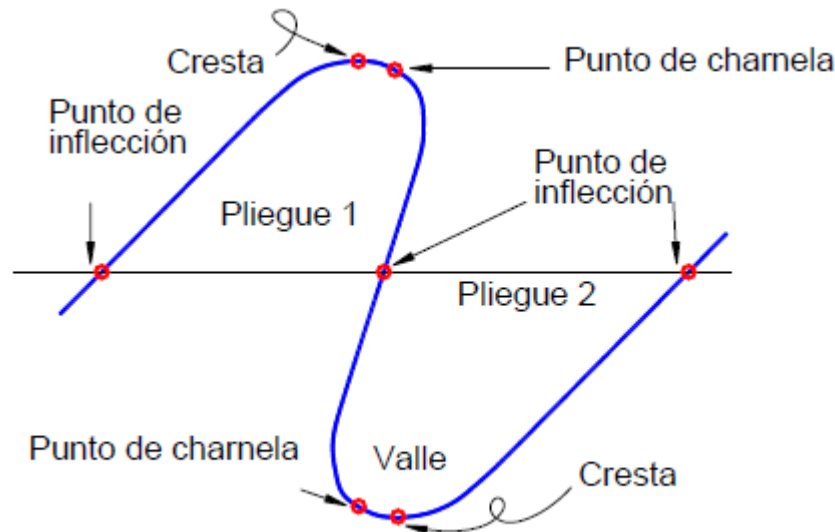


Figura 11

Conceptos asociados a estructuras plegadas.

Antiforme. Es una estructura geológica cóncava hacia abajo o convexa hacia arriba sin tomar en consideración la edad de las rocas.

Sinforme. Es una estructura geológica cóncava hacia arriba o convexa hacia abajo sin tomar en consideración la edad de las rocas.

Anticlinal. El pliegue se denomina anticlinal cuando las rocas más viejas se localizan hacia la zona cóncava del arqueamiento o núcleo del pliegue.

Sinclinal. El pliegue se denomina sinclinal cuando las rocas más jóvenes se presentan en el lado cóncavo o núcleo de la flexión.

Anticlinorio. Estructura regional con forma cóncava hacia abajo, definida por un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales.

Sinclinorio. Estructura regional con forma convexa hacia abajo, definida por un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales.

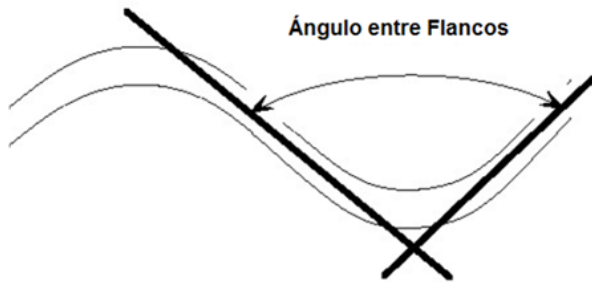
Monoclinal. Flexión o inclinación estructural en una sola dirección, semejante a un escalón, en zonas donde predominan capas horizontales.

Homoclinal. Flexión estructural en una sola dirección con echado uniforme, es semejante a una rampa.

Terraza estructural. Área donde localmente se tienen estratos horizontales en una zona en la que predominan estratos inclinados.

Clasificación de Pliegues por el Ángulo Entre sus Flancos

Esta clasificación incluye como elemento descriptivo el ángulo entre los flancos de un pliegue para describir lo “apretado” o lo “abierto” de la estructura, esto se logra pasando una línea tangente a los puntos de inflexión, formando por lo tanto el ángulo entre flancos. Como se ilustra en la figura 12.



ÁNGULO INTERFLANCOS	TIPO DE PLIEGUE
179°-- 120°	SUAVE
119°-- 70°	ABIERTO
69°-- 30°	CERRADO
29°-- 0°	APRETADO
0°	ISOCLINAL
ÁNGULOS NEGATIVOS	DE HONGO O ABANICO

Figura 12

Tabla 1

Apoyándonos en la tabla 1 podemos clasificar el tipo de pliegue de acuerdo al ángulo inter flancos

Clasificación de Pliegues por la Geometría de sus Crestas

Esta clasificación es descriptiva y se basa en la geometría de sus crestas y/o valles, bien sean angulares o redondeadas. Figura 13.

- Pliegues kink. Pliegues con flancos planos con crestas y valles completamente angulares, los flancos de un pliegue kink son de diferente longitud, por lo que son asimétricos.
- Pliegues Chevrón. Pliegues con flancos planos con crestas y valles completamente angulares, con flancos simétricos.

- Pliegues de caja. Pliegues con crestas y valles angulares, en forma de grecas (ángulos aproximadamente de 90°).
- Pliegues cilíndricos. Pliegues con crestas y valles redondeados, semejando una superficie cilíndrica.
- Pliegue disarmónico. Este tipo de pliegue es en el que los estratos no guardan paralelismo

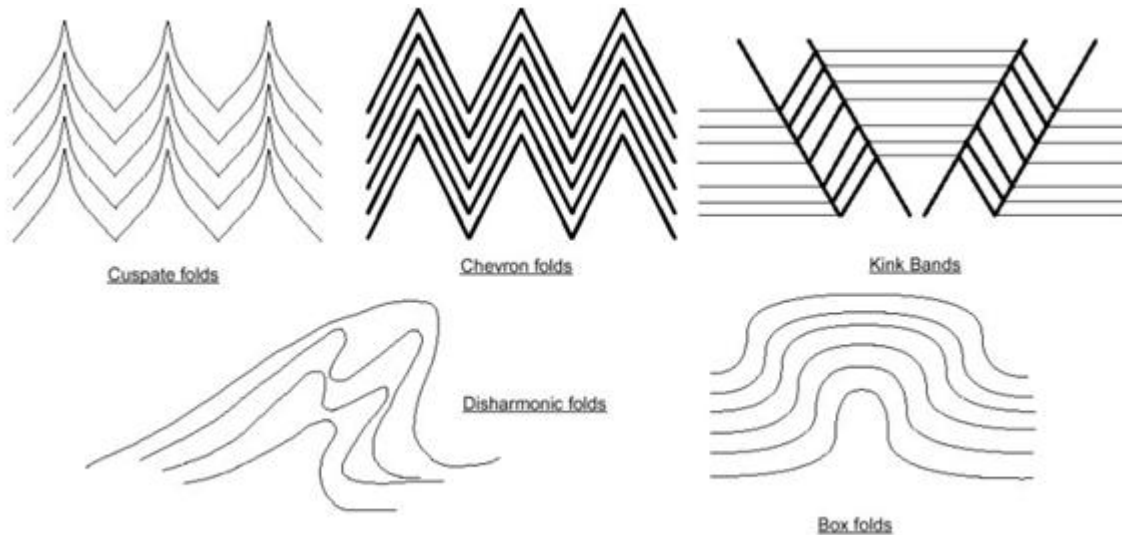


Figura 13

Clasificación de pliegues por su simetría de su perfil, simetría al plano axial y por la inclinación al plano axial

Clasificación de los pliegues por la descripción en términos de simetría.

- Un pliegue es simétrico cuando ambos flancos tienen la misma inclinación (echado) respecto al plano de charnela.
- Cuando uno de ellos tiene mayor inclinación que otros es asimétrico
- Si ambos flancos se inclinan en la misma dirección es un pliegue volcado.

Clasificación de Pliegues por su simetría respecto al plano axial

- Simétricos: presentan simetría respecto al plano axial
- Asimétricos: no presentan simetría respecto al plano axial

Clasificación por la inclinación del plano axial

- Rectos: es paralelo al plano axial vertical.
- Inclínados o tumbados: se presenta con una inclinación con respecto a los planos axiales vertical y horizontal.
- Acostado o Recumbrentes: es paralelo al plano axial horizontal

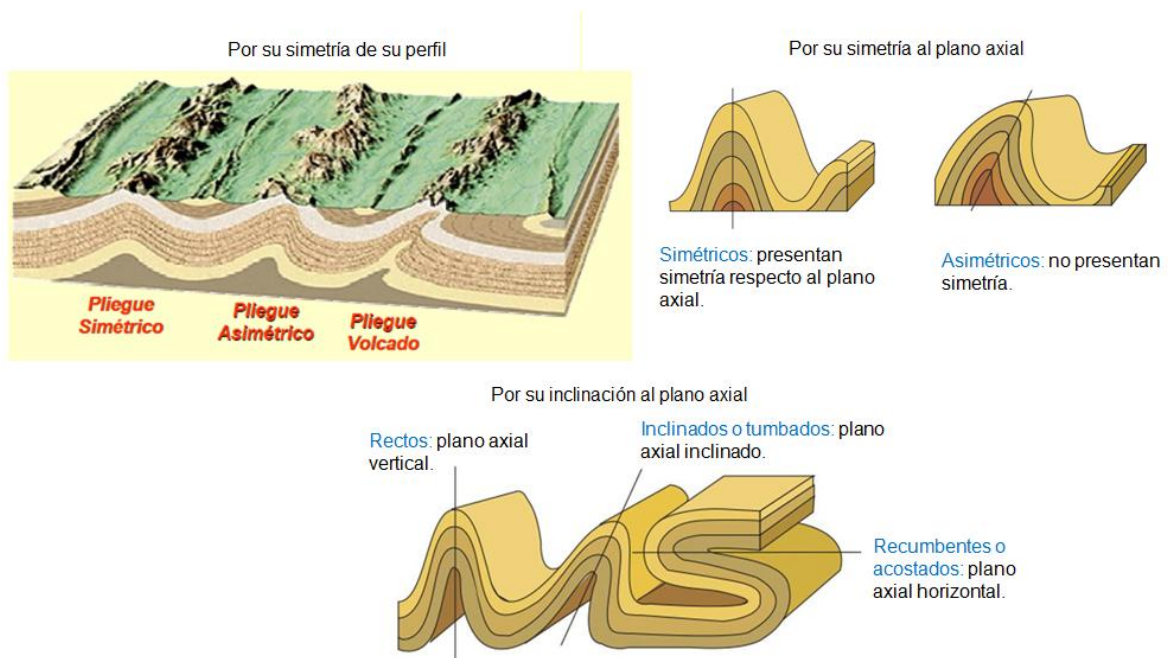


Figura 14

Se muestran los ejemplos representativos de pliegues por su simetría de perfil, simétricos al plano axial y por la inclinación del plano axial

Fracturas y Fallas

Ambas son producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca, se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de compresión o de tensión.

Fracturas

Bajo el campo de la deformación frágil las rocas se rompen conforme a superficies más o menos planas. Las superficies de ruptura se denominan fracturas cuando no se aprecia desplazamiento entre los dos ámbitos definidos por la superficie de discontinuidad, en sentido paralelo a la propia superficie.

Son rompimientos a lo largo de los cuales la cohesión del material se ha perdido y se registra como planos o superficies de discontinuidad.

Las fracturas se pueden originar de distintas maneras y son:

- Esfuerzos tectónicos
- Enfriamiento de rocas ígneas
- Contracción y expansión de las capas más superficiales durante la erosión

Fallas

Se llama falla cuando la roca ha tenido un movimiento relativo a lo largo del plano de la fractura, y ha ocurrido un desplazamiento de bloques con movimiento paralelo al plano de discontinuidad

Cada una de las zonas o ámbitos que resultan de una superficie de ruptura se denominan bloque.

Cuando el plano de falla no es vertical, el bloque por arriba de la falla es el bloque de techo, mientras el bloque por debajo de la falla es el bloque de piso.

El vector de desplazamiento que conecta a puntos originalmente contiguos entre el bloque del techo y el bloque de piso se conoce como desplazamiento neto o salto.

Debido a los diferentes esfuerzos que se originan en los estratos se tienen distintos tipos de fallas (figura 15) como son:

- Falla normal. Si el movimiento ocurre conforme a la línea de máxima pendiente, la falla es normal; el desplazamiento es tal que el bloque de techo se desliza hacia abajo con relación al bloque de piso.
- Falla inversa. La falla es inversa cuando el movimiento ocurre en dirección de la línea de máxima pendiente y el bloque de techo se desliza hacia arriba con relación al bloque de piso.
- Falla transcurrente lateral: el movimiento de los bloques se da en dirección del rumbo del plano de falla, pudiendo ser lateral izquierda o lateral derecha. La falla es derecha cuando el observador identifica que el bloque de enfrente se desplaza en forma dextral, y es izquierda cuando dicho bloque se desplaza de manera sinistral.
- Falla rotacional o de tijera. Si el movimiento entre los bloques es con respecto a un eje de rotación, se dice que es una falla rotacional, cilíndrica o de tijera.

- Falla de crecimiento. Tienen una componente de desplazamiento similar a una falla normal, a través de cuya superficie de falla existe un incremento del espesor de unidades litoestratigráficas. En este caso la gravedad, el agua, la composición, la cantidad (volumen) y tipo de sedimento influyen para que se formen.

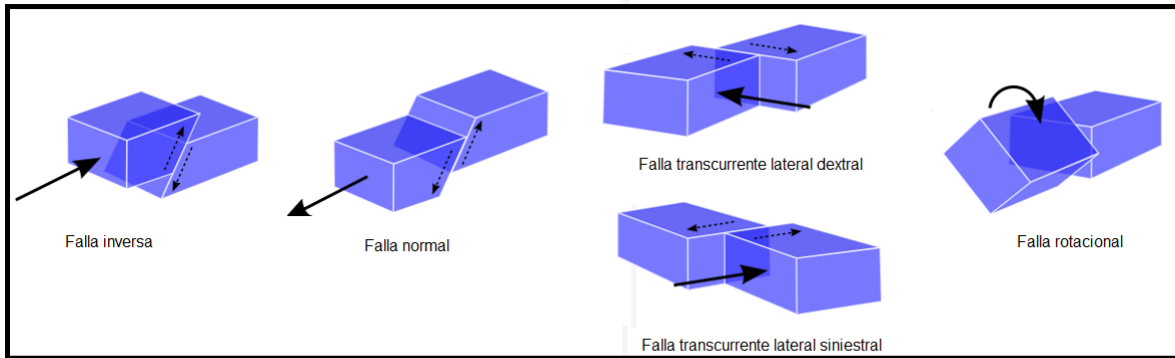


Figura 15

Domos Salinos

Un domo salino se define como un cuerpo vertical de sal, de sección circular o de forma elíptica.

Topográficamente pueden presentar en superficie laderas escarpadas dependiendo de los niveles de penetración en el subsuelo o de la erosión si aflora. Masa esencialmente compuesta de halita, anhidrita y yeso, formando una especie de cúpula que alcanza o no a la superficie y que se forma por ascenso de rocas salinas más ligeras que las rocas que atraviesan.

Estas construcciones pueden tener diámetros de varios centenares de metros e incluso varios kilómetros. En el techo de la estructura se encuentran en muchos casos rocas constituidas esencialmente por residuos de disolución de sales por las aguas de infiltración y rocas que fueron elevadas de su posición original, cuyo conjunto se denomina "cap rock" o casquete.

Generalmente se les nombra estructuras salinas a aquellos cuerpos que no se presentan en censo estricto con la forma establecida en la definición

- Diapiros Del griego *diaperirein* = perforar (pliegue con núcleo perforante) cuando intrusión a la secuencia sedimentaria más joven
- Toldos (Canopy) cuando se sobrepone a otra secuencia en sentido horizontal o sub-horizontal.

Los domos y diapiros salinos tienen considerable importancia económica, ya que pueden dar lugar a «trampas» petrolíferas en los flancos y en la parte superior y a la formación de mini-cuencas.

La Sal de una Cuenca Salina

Existen 5 principales factores que influyen en el movimiento de la sal y en el tipo de estructura o forma que finalmente se presente:

- Resistencia o viscosidad de la sal.
- La composición y espesor de la capa original.
- La resistencia a la fractura de las rocas que las cubren (bajo esfuerzo cortante).
- El contenido de agua en las capas de sal y en las rocas adyacentes (lubricación).
- La densidad

Mecánica de la Formación de los Domos y Diapiros

Las estructuras de tipo cóncavo- diapírico, se explican satisfactoriamente por escurrimiento de la sal bajo la acción de esfuerzos verticales, con base en una de las dos teorías siguientes:

- *La de crecimiento descendente.*
- *La de crecimiento ascendente intrusivo.*

Ambas parten de la existencia de un depósito salino de volumen considerable en el que la sal generalmente mayor a 100 m, bajo la influencia de presiones originadas por diferencias de densidad entre ellas y los sedimentos subyacentes, así como de la temperatura, la presencia de fluidos y el transcurso del tiempo, se comporta plásticamente y escurre para el restablecimiento de las condiciones de equilibrio.

Crecimiento descendente

La cuenca de depositación comienza a hundirse más rápidamente que cuando se precipita la sal y de la misma manera recibe sedimentos siliciclásticos que van cubriéndola; la acumulación de dichos sedimentos es un poco más notoria en los flancos (formación de mini-cuencas), pues la sal tiende a tener mayor densidad; sucesivamente la sal se mueve alimentando al domo por abajo con movimiento preferentemente horizontal, en tanto que los sedimentos van aumentando la diferencia de la carga sobre el domo (o diapiro) y sus alrededores por hundimiento del basamento. Figura 16

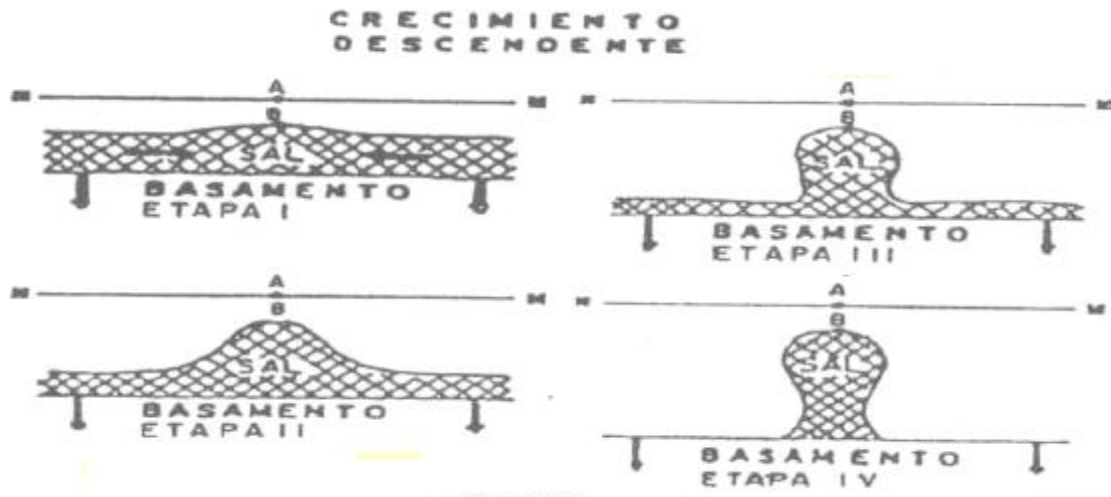


Figura 16

Crecimiento ascendente

La fuerza creadora del domo se deriva de la diferencia de densidad entre la sal y los sedimentos, la cual impulsa a la primera capa a plegarse e intrusionar los sedimentos que la cubran, elevándose sobre el lecho madre después que éste alcanza una profundidad suficiente para que dicha fuerza pueda vencer la resistencia que le opone la cubierta sedimentaria.

Es necesario también que la superficie original del lecho madre presente algunas elevaciones. La forma final del domo dependerá de la configuración inicial de la sal, del espesor del lecho madre, de la resistencia de las rocas suprayacentes y de la viscosidad de la sal. Como se ilustra en la figura 17.

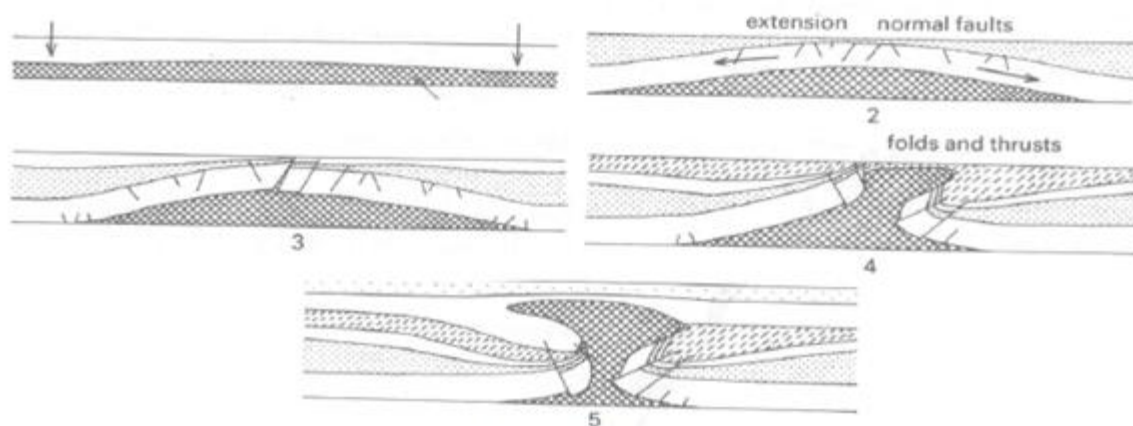


Figura 17

Ambas teorías parten de la existencia de un depósito salino de volumen considerable en el que la sal (más de 100 m de espesor), bajo la influencia de presiones originadas por diferencias de densidad entre ellas y los sedimentos subyacentes, así como de la temperatura, la presencia de fluidos y el transcurso del tiempo, se comporta plásticamente y escurre para el restablecimiento de las condiciones de equilibrio.

Tipos de Domos y Diapiros

Los domos y diapiros pueden clasificarse por su profundidad, edad de formación

Profundidad

De acuerdo con la profundidad a que se encuentra su cima.

Entre la superficie y los primeros 600 metros de profundidad: *domos o diapiros de penetración*.

Entre los 600 y los 1800 metros de profundidad: domos o diapiros intermedios.

A más de 1800 metros de profundidad: domos o diapiros profundos.

Edad de formación

Clasificación de los domos de sal de acuerdo con la edad en que se formaron:

- *Jóvenes*: caracterizados por anticlinales y domos bajos, en los cuales hay núcleos de sal; en este caso la deformación es pequeña.
- *Maduros*: los núcleos de sal se transforman en cuerpos de paredes verticales sobre los cuales se tiene un casquete rocoso (cap rock).
- *Viejos*: se han formado asociados a un espeso casquete rocoso, que por lo general presenta una saliente, y hay un volumen importante de brecha de disolución a lo largo de las paredes. Los sedimentos adyacentes están muy fracturados y fallados y un borde bien definido de sinclinal rodea al domo.

PROPIEDADES DE LOS SEDIMENTOS

Sedimento y Sedimentos

Se debe de empezar por hacer la siguiente diferencia entre los términos sedimento y sedimentos tienen un significado diferente.

Se llama sedimento al materia en transporte (suspensión, solución, tracción o saltación) o recientemente depositado; tiene fundamentalmente un significado dinámico, de material en movimiento que no ha llegado a lograr su estabilidad física completa.

Cuando este sedimento ha sido depositado en forma de material sólido, por cualquier sustancia móvil (agua, aire, hielo, etc.), sobre la superficie de la tierra, nos estamos refiriendo al término de sedimentos. Y por lo tanto el termino sedimentos tiene su fundamento en un significado estático.

Sedimentación

Cuando el sedimento se deposita, ya sea por una decantación física, por precipitación química o por crecimiento orgánico, ocurre el proceso de sedimentación.

Cuando los sedimentos se litifican reciben el nombre de roca sedimentaria.

Tipos de Sedimentos

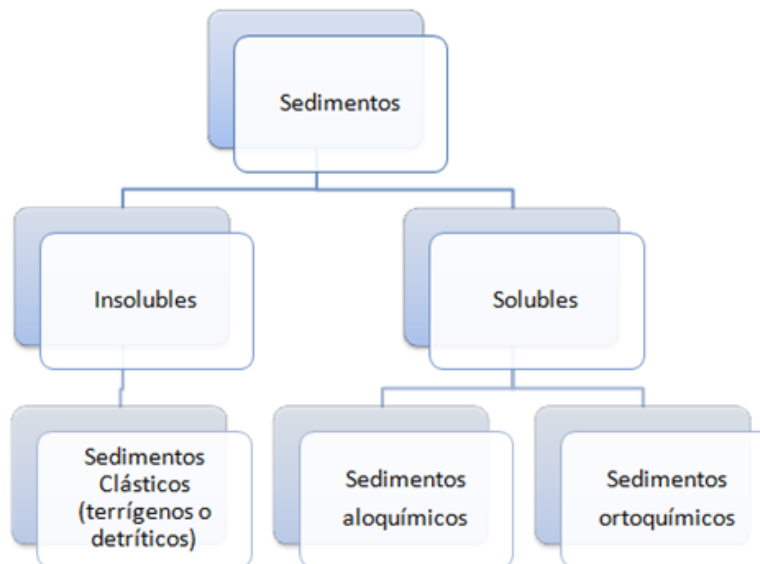


Figura 18

Sedimentos Insolubles

Son aquellos fragmentos de roca, minerales (cuarzo, feldespatos, etc.) y minerales arcillosos.

Dentro de la clasificación de las insolubles tenemos:

- **Sedimentos siliciclásticos (terrígenos o detríticos)** que son fragmentos de roca o minerales sólidos, derivados de la erosión de una masa

continental manteniéndose durante toda su evolución como partículas sólidas, los cuales son transportados por algún agente. Representan el residuo de una compleja historia de procesos, pudiendo haber sufrido algunos cambios químicos o mineralógicos.

Sedimentos Solubles

Minerales precipitados a partir de materiales en solución acuosa.

Dentro de la clasificación de las solubles tenemos dos que son:

- **Sedimentos aloquímicos** que son fragmentos esqueléticos como conchas enteras, fragmentos orgánicos, o granos no esqueléticos como oolitas, peloides, pellets, etc.
- **Sedimentos ortoquímicos** Son precipitados “in situ” los más importantes son los lodos microcristalinos de calcita o dolomita, cemento calcáreo o silíceo.

Madurez de los Sedimentos

Se hace referencia al grado de desarrollo que ha alcanzado el o los procesos que generaron ese sedimento y que conducen en su máxima expresión a sedimentos estables composicionalmente y texturalmente, es decir, son homogéneos (sedimentos maduros).

Habitualmente, en los sedimentos se diferencian los conceptos de:

- *Madurez mineralógica*
- *Madurez textural*

Madurez Mineralógica

Implica la retención en la roca de sus componentes minerales más estables, es decir:

Sedimentos mineralógicamente más maduros son aquellos que contienen un porcentaje mayor de minerales estables y físicamente más resistentes, como el cuarzo, fragmentos silíceos y minerales pesados ultraestables (circón, turmalina, etc.).

Sedimentos más inmaduros no están formados sólo por cuarzo; contienen minerales poco estables como feldespatos, fragmentos de roca y anfíboles.

Madurez Textural

Representa el grado de desarrollo que han alcanzado los procesos de transporte y sedimentación, y si éstos han sido no selectivos.

Se dice que una roca sedimentaria es más madura cuanto más redondeados y seleccionados estén los clastos que la integran.

La madurez textural es un índice que refleja el tiempo transcurrido entre la erosión del material original y su depositación final.

Los parámetros que tiene la madurez textural para ser evaluada son:

- Morfología (Forma, Esfericidad, Redondez y Características superficiales)
- Tamaño de las partículas
- Fábrica (proporción de matriz)
- Orientación
- Grado de clasificación o selección

CAPÍTULO 2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN E HIDRÁULICA

“Si alzas tu mano, restringe tu temperamento; si tu temperamento se alza, restringe tu mano.” - Proverbio Japonés

Introducción

En este capítulo se comenzará por definir que es un pozo; y es el agujero que se hace a desde la superficie y que va atravesando el conjunto de rocas hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y el conjunto de equipos en la superficie.

En la industria petrolera la perforación de pozos fue considerado como un “arte” o una labor artesanal ya que los perforadores iban adquiriendo el conocimiento mediante la experiencia a lo largo de su vida en campo y de sus mentores, pero esta información se perdía ya que no se registraban los avances y muy pocos tenían esta información para confrontar problemas similares, hasta que se empezó a recolectar, y a analizar, en ese momento ese arte se volvió parte de la ingeniería en la industria petrolera, y podríamos decir que tomo el nombre de Ingeniería de perforación.

ANTECEDENTES

Estados Unidos

El principio de la industria petrolera en el continente americano se lo podemos atribuir al primer pozo perforado en Estados Unidos, en el estado de Pensilvania, en el condado de Crawford el día 27 de agosto de 1859 por Edwin Laurentine “Coronel” Drake, el cual se perforo a una profundidad aproximada de 20 metros con un equipo de percusión y obtuvo una producción aproximada de 30 barriles por día,

México

Como es conocido, en nuestro país el desarrollo de la industria obedece a tres factores que son, políticos, económicos y sociales, que principalmente se han reflejado en la oferta y demanda de este servicio.

La industria petrolera, propiamente dicha, inició en nuestro país en 1904, cuando se realizó el primer descubrimiento comercial en el pozo La Pez-1, en San Luis

Potosí, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros.

Aunque la exploración petrolera en México inició tiempo antes, a finales del siglo XIX, éste fue el primer pozo realmente comercial que se perforó; desde entonces, ha habido una gran evolución en los métodos y tecnologías que se emplean para evaluar el potencial petrolero de las cuencas sedimentarias de nuestro país.

Durante más de la mitad del siglo pasado, la explotación de hidrocarburos estuvo enfocada principalmente a la extracción de grandes volúmenes por medio de perforaciones masivas. Y al ir disminuyendo los yacimientos fáciles y de poca profundidad, se dio paso a la perforación de pozos más profundos, con mayores complejidades técnicas, volviendo a la perforación una actividad estratégica, que tiene el fin de incorporar nuevas reservas, valiéndose del conocimiento de otras disciplinas.

En este apartado se hablara de manera muy concreta de la evolución de la perforación en México, se podría decir que para realizar este análisis, el siglo XX se dividió en cuatro épocas o periodos, y esto es de acuerdo a los acontecimientos que han marcado as pautas en PEMEX y por lo tanto la perforación de pozos.

1900 a 1937	La perforación de pozos en México por compañías extranjeras.
1938 a 1960	Maduración de la perforación Nacional.
1961 a 1980	Perforación de los grandes Yacimientos.
1981 a 2000	Incorporación de tecnologías y creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento a Pozos.

Periodo de 1900 a 1937

1904 - Se inicia la industria petrolera con la perforación del pozo “La Pez”, su producción fue de 1500 bpd, el cual fue taponado en 1917.

1920 - Los precios promedios del crudo alcanzaron los valores más elevados, lo que motivo el incremento en la perforación.

1925 - Es el descubrimiento de “La Faja de Oro”, se desarrolla el primer campo petrolero denominado “El Ébano” en San Luis Potosí.

1933 - Los sindicatos petroleros del país se fusionaron en el STPRM

1937 - Estalla la huelga contra las compañías Petroleras por negarse a aceptar un contrato colectivo / La junta de conciliación y arbitraje fallo contra las empresas pero estas se ampararon.

Periodo de 1938 a 1960

1938 - Primer año de la industria nacional, en el cual solo se perforaron 17 pozos, de los cuales 11 fueron productores, debido a la carencia de personal capacitado / 7 de junio se creó Petróleos Mexicanos.

1940 - Las reservas de petróleo descienden y se termina de construir la refinería de Poza Rica

1949 - Hasta este momento el promedio de perforación en el país era de 32 pozos por año.

1950 - Se empieza a consolidar la perforación, se incrementa el éxito de pozos productores a un 61%, con una tasa de crecimiento anual del 16%. También se logro mantener un balance adecuado entre reservas y producción / Construcción de la refinería de Salamanca y de Cadereyta

1951 - Se descubre uno de los yacimientos más importantes de Gas y de hidrocarburo llamado Campo José Colomo en Tabasco.

1956 - Se crea la paraestatal Petroquímica de México y se inauguran nuevas instalaciones de la refinería de Minatitlán.

Periodo de 1961 a 1980

Los cambios en el escenario internacional, obligaron a tomar ajustes y estrategias de la actividad exploratoria, orientando a la perforación a áreas de mayor potencial, originando la perforación de 9 mil 310 pozos en los estados de Tamaulipas,, Nuevo León, Coahuila, Veracruz, Tabasco, Campeche y Chiapas.

1951 a 1953, se incursiono en proyectos marinos frente a las costa de Tuxpan, y se encontró 3 pozos productores en la formación “El Abra”

1963 - Se encuentra la formación del Cretácico Medio “la Faja de Oro”, la cual fue descubierta por el pozo “isla de lobos 1-B”.

1965 - Se crea el Instituto Mexicano del Petróleo, con el fin de ser el brazo tecnológico y de investigación científica de las actividades de PEMEX

1970 - El éxito alcanzado en explotación de hidrocarburos, fue el apoyo fundamental para que México, pasara de país importador de hidrocarburo a productor.

1971 - Se descubre Cantarell en la sonda de Campeche, el yacimiento mas prolífico de México.

1972 - Se descubre el área cretácica de Chiapas – Tabasco, con el pozo “Sitio Grande No. 1” y “Cactus No. 1”

1976 - Se perforo el pozo más profundo llamado “paramo 1” con una profundidad de 7,300 metros. También se descubrió en la Sonda de Campeche el campo “Chac”, con el cual se originaron operaciones marinas en el sureste.

1979 - se descubre el campo "Akal" que es extensión del campo "Chac" y a ambos se le conoce con el nombre de complejo "Cantarell".

Periodo de 1981 a 2000

1981 - La sobre oferta del petróleo a nivel mundial provocan la primera caída de la década de los precios del crudo.

1986 - Se produce un drástico abatimiento de precio del crudo, llegando a un precio record de 10 dólares

1989 - Se crea PMI Comercio Internacional, encargada de realizar las operaciones comerciales de la empresa a nivel internacional, tanto de exportaciones como de importaciones de crudo y productos refinados.

1992 - Se expide una ley orgánica de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios, creándose:

- PEMEX Exploración y producción
- PEMEX Refinación
- PEMEX Gas y petroquímica básica
- PEMEX Petroquímica

1993- 94 Debido a la caída del precio del crudo, los niveles de la actividad de la perforación fueron los más bajos con un promedio de 70 pozos por año.

1999 - Se recupera en gran medida los ritmos de producción, en este año, se perforaron 3 mil 467 pozos y se alcanzo profundidades de 7,615 metros. Se obtiene volúmenes de producción en crudo por arriba de los 3 millones de barriles y los 5 mil millones de pies cúbicos de gas.

Periodo de 2000 a 2010

2005 - Durante los meses de abril a junio Pemex produjo un promedio de 3 millones 425 mil barriles de crudo por día.

2007 - Inicia la declinación de Cantarell, luego de aportar más del 60% de la producción total del país.

2009 - La reforma energética permite a empresas nacionales y extranjeras participar con Pemex en la producción y explotación de hidrocarburos, mediante contratos incentivados.

COMPONENTES DE UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

Un equipo de perforación terrestre cuenta básicamente con los siguientes componentes:

1. Sistema de Potencia
2. Sistema de Izaje
3. Sistema Circulatorio
4. Sistema Rotario
5. Sistema de Control

El Sistema de Potencia - Suministro de Energía

Genera y distribuye la potencia primaria requerida para operar la mayoría de los otros sistemas y sus componentes en un equipo de perforación moderno.

El Sistema de Izamiento

Se encarga de soportar el peso de todas las herramientas que se introducen al pozo durante la perforación y provee el equipo y áreas apropiadas para levantar, bajar o suspender los enormes pesos requeridos por el sistema de rotación.

El Sistema de Circulación

La función principal del sistema de circulación, es la de extraer los recortes de roca del pozo durante el proceso de perforación del mismo, y el sistema esta compuesto por equipo superficial y subsuperficial.

El Sistema de Rotación

Este sistema se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y hace que la barrena perfora el pozo hasta que penetre en una formación potencialmente productiva o de interés.

El Sistema de Prevención de Descontrol de Pozo (BOP's)

Ayuda a controlar uno de los mayores problemas que se pueden encontrar durante la perforación de un pozo; un influjo que se puede transformar en un descontrol

SISTEMA DE CIRCULACION

Para el desarrollo de este capítulo nos enfocaremos al sistema de circulación, que además de lo mencionado su principal función, es la de extraer los recortes de las rocas del pozo durante el proceso de perforación.

El sistema esta compuesto por equipo superficial y sub superficial.

Equipo superficial

El corazón del sistema de circulación son las bombas de lodo. Elemento superficial.

Bombas

Las bombas.- El componente más importante en el sistema de circulación es la bomba de lodos y la potencia hidráulica suministrada por ésta, ya que de esto dependerá el gasto y la presión requeridas para una buena limpieza del pozo

$$\text{HHPb} = \frac{P Q}{1714 E_b} \text{ donde:}$$

HHPb	potencia hidráulica de salida en los motores en (HP)
P	presión de descarga de la bomba en (lb/pg ²)
E _b	eficiencia mecánica de la bomba (0.85)
Q	gasto de la bomba en (gal/min)

En la industria petrolera se utilizan dos tipos de bombas:

Bomba duplex

Estas bombas se caracterizan por estar constituidas de dos pistones y manejar altos gastos pero baja presión de descarga. Son de doble acción, o sea que bombean el fluido en los dos sentidos. En la actualidad estas bombas se utilizan en los equipos que reparan pozos ó en perforación somera. La presión máxima recomendada de trabajo para estas bombas es de **3,000 lb/pg**.

Bomba triplex

Están constituidas por tres pistones de acción simple y se caracterizan por manejar altas presiones de descarga y altos gastos y son de fácil mantenimiento. Estas bombas son las más utilizadas en la industria petrolera

Eficiencia Volumétrica:

El fluido de Perforación generalmente contiene un poco de aire y es ligeramente compresible. Por esto el pistón tiene una carrera más corta a la teórica antes de alcanzar la presión de descarga.

Como resultado de esto la eficiencia volumétrica siempre es menor a uno (1), alrededor de 95% para las bombas triplex y 90% para las duplex.

Además de esto debido a las pérdidas de potencia en la transmisión mecánica, la eficiencia mecánica de la mayoría de las bombas de este tipo (transmisión mecánica) está alrededor de 85%

Control de sólidos Temblorinas y Desareadores

Mallas Y Temblorinas

Es el limpiador primario del lodo. Remueve los ripios de perforación de mayor tamaño transportados en el lodo por retención en mallas vibratorias con movimiento cíclico de impacto y desplazamiento horizontal o inclinado.



Figura 19

Desarenador /Desarcillador

Remueve las partículas más finas por fuerza centrífuga cuando se hace pasar el lodo a través de los hidrociclones (sistema de conos interconectados con entrada lateral de flujo y descarga de sólidos por el vértice y lodo limpio por el tope)



Figura 20

Sin un buen sistema de eliminación de sólidos dentro del fluido de control se nos pueden presentar los siguientes problemas:

- Aumento en la densidad del lodo

- Disminución en la velocidad de penetración
- Aumento en la viscosidad del lodo
- Pegaduras por presión diferencial

Control de gases

Desgasificadores

El equipo desgasificador es de vital importancia, ya que a menudo se perforan formaciones con algún contenido de gas, el cual al ser incorporado al lodo disminuye la densidad del lodo ocasionando inestabilidad y reventones en el pozo



Figura 21

Los problemas principales ocasionados por la ineficiente eliminación del gas en el lodo son los siguientes:

- Disminución en la densidad del lodo de perforación
- Aportación de fluidos de la formación perforada
- Reventones

- Contaminación del lodo de perforación
- Inestabilidad del agujero perforado

Presas de lodos

En la actualidad las presas de lodo son recipientes metálicos utilizados para el almacenamiento y tratamiento del lodo de perforación. Generalmente se utilizan tres presas conectadas entre sí, con la capacidad suficiente para almacenar cuando menos 1.5 veces el volumen total del pozo.

Presas 1

Es conocida como presa de descarga ya que en ella es donde descarga el pozo, es aquí donde se instala la temblorina para eliminar los recortes de mayor tamaño (40 micras).

Presas 2

Es conocida como presa de asentamiento, es aquí donde se le da tratamiento al lodo y se instala el equipo de control de sólidos para eliminar los sólidos de menor tamaño.

Presas 3

Es conocida como presa de succión porque de aquí la bomba de lodos succiona el lodo para enviarlo al pozo.

Además de las presas reglamentarias existen otras presas:

Presas de reserva.- Presa utilizada para almacenar lodo cuando se ha presentado una pérdida de circulación y para mantener lodo de baja o alta densidad.

Presas de baches.- Como su nombre lo indica es una presa utilizada para preparar pequeños volúmenes de baches como:

- Bache despegador
- Bache de lodo pesado
- Bache de lodo viscoso
- Bache testigo

Equipo adicional

El stand pipe

Es una pieza tubular fijada a una pierna del mástil, en el extremo inferior se conecta con la descarga de la bomba y en el extremo superior se conecta a una manguera flexible de alta presión

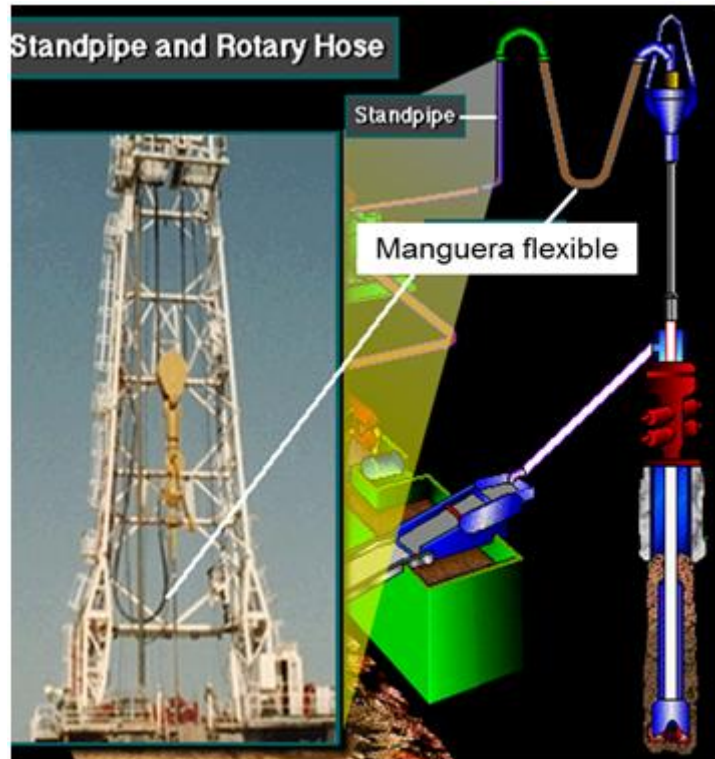


Figura 22

Cuello de ganso y swivel

El cuello de ganso es una pieza tubular que une a la manguera flexible con el swivel. El swivel se conecta en su parte inferior con la flecha o kelly y nos permite girar la sarta de perforación mientras se circula

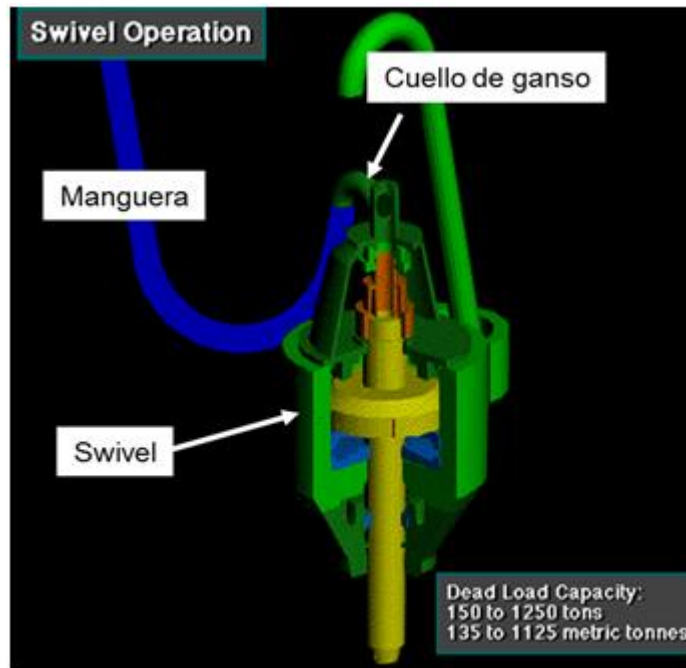


Figura 23

Además del equipo mencionado anteriormente, existe el equipo auxiliar que nos permite mantener en óptimas condiciones el lodo de perforación e incrementar las condiciones de seguridad. Estos equipos son:

Agitador

Para evitar la depositación de los sólidos y mantener el lodo de perforación en condiciones homogéneas

Totalizador de volúmenes

Para monitorear el volumen total del lodo de perforación, nos indica cuando se presenta un aumento o disminución del volumen.

Tanque de Barita

Son utilizados para el almacenamiento de la barita en el pozo, son tanques presurizados.

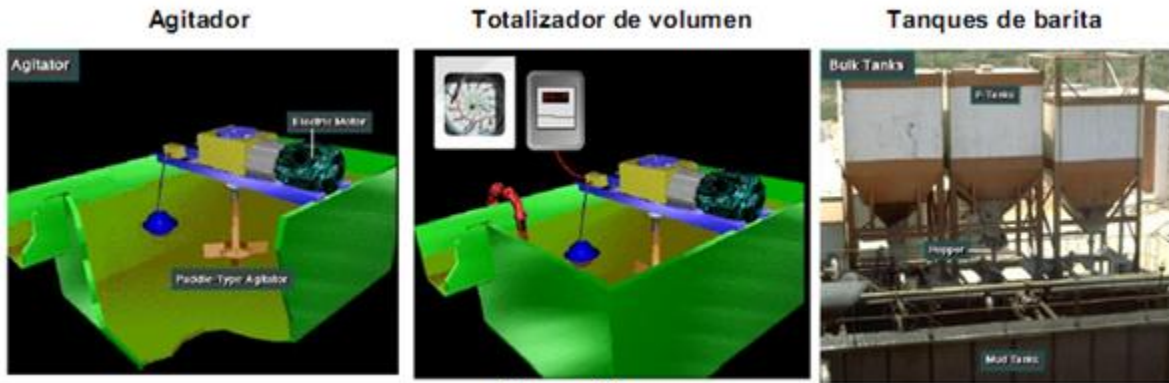


Figura 24

FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación o fluidos de control, podemos definirlo como una mezcla de químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico - químicas para una optimización en la perforación de un pozo petrolero.

Algunas de las principales características que un fluido de perforación debe reunir son las siguientes:

- No tóxico.- En la perforación de un pozo, se tiene que cuidar y preservar las condiciones del entorno en el que se trabaja, ya que pueden ocurrir diversos factores en la perforación, que hagan que el fluido de perforación interactúe con el entorno, superficial y/o subterráneo.
- No Corrosivo.- Se tiene que cuidar todo tipo de tuberías con las que se trabaja, ya que están sometidas a diversos esfuerzos y presiones, y el trabajar con ácidos, debilitaría su estructura, provocando que colapsen y se tengan que hacer trabajos de reparación o en el peor de los casos la pérdida del pozo.
- No Flamables.- Ya que al trabajar en altas presiones y altas temperaturas y con presencia de hidrocarburos, resultaría muy peligroso.
- Deben de ser poder resistir el trabajo a altas temperaturas.
- Mantener sus propiedades según las diversas exigencias de operación.

Los Fluidos de perforación tienen una gran importancia en la perforación de un pozo ya que cumple con los siguientes objetivos:

- Levantar los recortes a la superficie

- Enfriar y lubricar la barrena
- Hacer una contra presión, con la presión de la formación para que no se colapse la tubería de revestimiento.
- Hacer un enjarre en el interior del pozo para obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero
- Transmitir energía hidráulica a las herramientas de perforación
- Ayudar a la toma de registros de perforación.
- Controlar brotes de la formación.
- Proteger a las tuberías de presencia de sulfhídricos.
- Y mejorar las condiciones para tener una velocidad de perforación optima.
- Minimizar el daño al yacimiento
- Sellar formaciones permeables
- Minimizar el impacto ambiental

Las principales propiedades de un fluido de perforación son las siguientes:

Densidad.

Es una de las propiedades más importantes de un fluido de perforación, representa el peso del lodo (por unidad de volumen) necesario para que la columna hidrostática contrarreste – controle la presión del yacimiento. La densidad del fluido de perforación se determina en función de la ventana operativa, que depende del gradiente de formación y del gradiente fractura.

Viscosidad.

Es una medida de la resistencia de un fluido a fluir debido a interacciones moleculares; ésta varía con la presión y la temperatura. También puede definirse como la relación de corte inducido por un esfuerzo en el fluido.

La reología.

Es el estudio de la manera en que la materia se deforma y fluye. Analiza principalmente, la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte y el impacto que estos dos parámetros tienen sobre las características de flujo dentro de ductos tubulares y el espacio anular.

Viscosidad y Reología

Existe una relación entre el esfuerzo de corte impuesto y la velocidad de corte resultante. Esta relación es distinta para los diferentes tipos de fluidos y puede ser variable para el mismo fluido, bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

El pH de un lodo.

Es el indicador de acidez o alcalinidad relativa. En la escala de pH el rango de acidez varía del 1 hasta el 7 donde un ácido muy fuerte estaría cerca de valores como 1 y 2 mientras que un ácido débil estaría cerca de 7 y el rango de alcalinidad comienza del 7 como lo más bajo hasta 14 que sería el grado máximo de alcalinidad. El valor de 7 de pH es neutro.

Propiedades Coloidales.

Proporcionan a los lodos de perforación la capacidad de formar un enjarre impermeable sobre las paredes del pozo, que proteja las formaciones porosas y lubrique la tubería de perforación. Estas propiedades, a su vez son función de la calidad de la arcilla empleada y de las sales contenidas en el agua.

Comportamiento Tixotrópico y Reopéctico

La mayoría de los fluidos No-Newtonianos, presentan un comportamiento de flujo que es dependiente del tiempo; Estos fluidos poseen una estructura interna (Geles) que se desarrolla mientras están en reposo (Comportamiento Tixotrópico) o mientras están sujetos a una velocidad de corte baja y constante (Comportamiento Reopéctico).

El comportamiento de flujo de este tipo de fluidos, puede simularse (predecirse) mediante los Modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencias, porque esta estructura de gel se destruye, una vez sometidos a una velocidad de corte suficiente.

HIDRÁULICA

Una de la parte más importante en la perforación de un pozo es sin lugar a duda la hidráulica ya que es parte del proceso general de optimización de la perforación. Esto incluye un balance calculado de los distintos componentes de sistema de circulación para hacer máxima la ROP (velocidad de perforación), mantener la limpieza del pozo así como de la barrena. Existen algunas consideraciones para la planificación hidráulica que son las siguientes:

- **Maximizar la ROP(velocidad de perforación)**
- **Limpieza del pozo**
- **Perdidas de presión por fricción en el espacio anular**
- **Erosión**
- **Perdida de circulación**

-Haciendo Máxima la ROP (Velocidad de Perforación)

La remoción de los recortes del fondo del agujero está relacionada con la energía del fluido disipada en la barrena, este mismo proceso de hacer máximo el sistema de potencia hidráulica, puede ser utilizado para incrementar la velocidad de perforación en formaciones medias y duras.

-Limpieza del Pozo

En formaciones blandas o en pozos desviados, la limpieza del fondo del pozo es muchas veces el factor predominante. Hay poco sentido en la maximización del ROP por medio de la selección de toberas que optimicen la potencia hidráulica o la fuerza de impacto, si la tasa de flujo (gasto) resultante es insuficiente para levantar los recortes fuera del agujero. En estas circunstancias es preferible determinar primero una tasa de flujo adecuada y después optimizar la hidráulica.

-Pérdidas de Presión por Fricción en el Espacio Anular

Dentro de un agujero estrecho o pozos profundos la caída de presión por fricción en el espacio anular, necesita ser considerada. Si es demasiado alta, la caída de presión por fricción en el espacio anular incrementará la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) y puede llevar a pérdida de circulación, atrapamiento diferencial o inestabilidad del agujero.

-Erosión

Las formaciones blandas y no-consolidadas son propensas a la erosión, si la velocidad en el espacio anular y por lo tanto la tasa de flujo (gasto) son demasiado altas o si el espacio anular es demasiado pequeño se tiene la posibilidad de flujo turbulento. En estas instancias, se requerirá una reducción en el gasto de flujo para minimizar la erosión.

-Pérdida de Circulación

En caso de que se anticipe una gran pérdida de circulación, genera costos y riesgos significativos para los perforadores y amenazan con el planteamiento de nuevos desafíos en el futuro. La industria petrolera está encarando esta amenaza con diversos materiales de fortalecimiento del pozo, que operan a través de mecanismos diversos, que evitan la pérdida del lodo de perforación dentro del pozo.

Factores que afectan la hidráulica

También en el proceso de perforación se tiene que tomar en cuenta los factores que afectan la hidráulica del pozo, que son principalmente los equipos instalados en la unidad de perforación, la sarta de perforación y las herramientas de fondo, la geometría del pozo, el tipo de lodo y sus propiedades, todos estos son factores que afectan la hidráulica y que se explicaran a continuación:

-Equipos Instalados

El mayor factor del equipo instalado es la limitación de la presión de bombeo y el rendimiento en volumen de las bombas de lodo en uso. Incrementando el tamaño de las camisas en la bomba, se incrementará el rendimiento en volumen, pero se disminuirá la máxima presión de bombeo permitida. La mayoría de las líneas de alta presión que van desde las bombas de lodo hasta el “Kelly”/”Top Drive” son diseñadas para presiones de trabajo más altas que las de la bomba.

-Sarta de Perforación y Herramientas de Fondo

El efecto principal de la sarta de perforación es la caída de presión por fricción o pérdidas de presión parásita, que ocurre en las paredes internas de la tubería perforación y los lastra barrena.

La adición de herramientas de fondo puede tener un efecto en la caída de presión disponible o permisible a través de la barrena ya que son restricciones al flujo de fluidos mínimas.

-Geometría del Pozo

Mientras más profundo sea el agujero, más alta será la pérdida de presión parásita dentro de la sarta de perforación y menor será la presión disponible para ser consumida en la barrena y optimizar el tamaño de las toberas.

Mientras más grande sea el diámetro del agujero, más baja será la velocidad en el espacio anular para un gasto o tasa de flujo dado y más difícil será la remoción efectiva de recortes del agujero.

Al contrario, y mientras más pequeño sea el diámetro del agujero, más alta será la presión por fricción dentro del espacio anular y más grande será el efecto sobre la Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

Tipo de Lodo y sus Propiedades

La densidad y reología del lodo afectan directamente las pérdidas de presión junto con el sistema de circulación.

Sistema hidráulico básico

Como su nombre lo indica un sistema hidráulico básico es aquel que contiene los mínimos componentes para hacer la perforación de un pozo, como son: la tubería de perforación, los acoples y la barrena. El proceso de optimización simple, para dicho sistema, incluirá los siguientes pasos:

- Se elige el equipo ideal para mantener las pérdidas de sistema en un valor mínimo, para un rango de caudales de flujo y la profundidad anticipada.
- Se decide cuál método de optimización se quiere utilizar para la limpieza de fondo en cada intervalo. Por ejemplo, el modelo de fuerza de impacto del chorro para la parte superior del agujero y el método de potencia hidráulica para mayores profundidades.
- Se determine la tasa de flujo óptima para el sistema, al final del intervalo de corrida de la barrena.
- Se ajusta el flujo para cumplir con los requerimientos mínimos o limitaciones máximas.

Sistema con herramientas de fondo

La mayoría de los sistemas hidráulicos incluirán un arreglo o ensamblaje de herramientas de fondo, tales como motores de lodo, turbinas, registradores MWD y LWD, o similares. Estos hacen el proceso de optimización de la hidráulica, un poco más complicado que en el caso básico donde no se contaba con ninguno de estos aditamentos, lo cual resulta complejo modelarlo por medio de ecuaciones, se dan dos alternativas para su cálculo.

El primer método es el de restar las pérdidas de presión esperadas para las herramientas de fondo de la presión de bombeo. Esta información deberá ser provista por los fabricantes o proveedores de los componentes de la herramienta. El resto del sistema, es entonces optimizado, utilizando el valor menor de la presión de bombeo. Una de las desventajas de éste método, es que es difícil de predecir cuál será la pérdida de presión a través de las herramientas, ya que la tasa de flujo aún no se ha determinado.

El segundo método es el de optimizar el sistema como si no hubiera herramientas en la sarta de perforación. La presión requerida para las herramientas es entonces restada de la presión disponible en barrena. Los resultados de éste método dan una tasa de flujo más alta, con un área de tobera mayor que las del primer método. Debido a que ya conocemos la tasa de flujo, éste método dará una caída de presión exacta para las herramientas de fondo.

Optimización de la hidráulica en la Barrena

El propósito de optimizar la hidráulica de la barrena es el de proveer máxima limpieza del pozo y velocidades óptimas de perforación, con un mínimo de potencia, y será optimizada por dos opciones, la primera fuerza de impacto del chorro en la base del fondo del pozo y la segunda en la potencia hidráulica consumida por la misma barrena.

Como una regla general, en las secciones poco profundas y de mayor diámetro del agujero, en donde la velocidad de perforación es alta y son generados altos volúmenes de recortes, los caudales de flujo más altos son beneficiosos para la limpieza efectiva de pozo, por lo tanto la optimización de la hidráulica, por medio de fuerza de impacto de chorro será el método más conveniente ya que ofrece tasas del 19.5% más altas, en comparación con el método de potencia hidráulica.

Por otro lado, la potencia hidráulica actúa mejor en las secciones más profundas y de menor diámetro, en donde la velocidad de perforación es menor y las fuerzas estáticas y el atrapamiento de la barrena es la mayor preocupación hidráulica, las velocidades más altas de chorro y la presión de fondo, se vuelven críticas. Bajo estas condiciones, maximizar la potencia hidráulica, provee un 14.3% más de velocidades de chorro y un 34.7% más de presiones, que con el método de máxima fuerza de impacto del chorro sobre el fondo.

Lo adecuado para cada método y para una corrida de barrena en particular, dependerá altamente de experiencias previas en el área, la longitud o profundidad del agujero descubierto y las condiciones de fondo.

Factores que afectan la limpieza de un pozo de alcance extendido

El problema principal en pozos de alcance extendido es la limpieza de agujero, debido a que existen atrapamientos de tuberías debido a esto, así también existen diferentes parámetros que obstaculizan la limpieza como se mencionan a continuación y posteriormente son descritos:

- El gasto del fluido de perforación
- Ángulo de inclinación del pozo
- Las camas (acumulaciones) de recortes de perforación dentro del agujero
- Reología del fluido y régimen de flujo
- Velocidad de perforación
- Rotación de la tubería de perforación
- Densidad del fluido

- Gasto o tasa de flujo de perforación

Este parámetro es el más importante que influye en la limpieza de agujero, especialmente en pozos altamente desviados y de alcance extendido. Si el gasto no es lo suficientemente alto, se puede formar una cama de recortes fija o móvil dependiendo de las condiciones de flujo, esta cama de recortes actúa sobre la cara baja del espacio anular, el cual es un peligro potencial para los atropamientos de tubería. Se deberán diseñar relaciones altas de flujo con la óptima velocidad de transporte y así alcanzar una buena limpieza del agujero y poder erosionar la cama de recortes si se llegara a formar.

El gasto también se tiene que manejar de manera cautelosa debido a que si se maneja demasiado gasto, podría fracturarse la formación que se está perforando, debido a que las caídas de presión por fricción aumentarán a medida que incrementa el gasto de fluido de perforación y en consecuencia la densidad equivalente de circulación.

- **Angulo de Inclinación del pozo**

Este es el parámetro que hace más difícil el mantener un transporte adecuado de recortes. Para la suspensión de recortes, la mínima velocidad de transporte requerida se incrementa tanto como se incrementa el ángulo del agujero. Existen tres zonas o regiones de inclinación que afectan tanto a los pozos direccionales como de alcance extendido y son las siguientes:

- Región Vertical de 0 a 45°
- Región de Transición 45 a 60°
- Región Horizontal de 60 a 90°

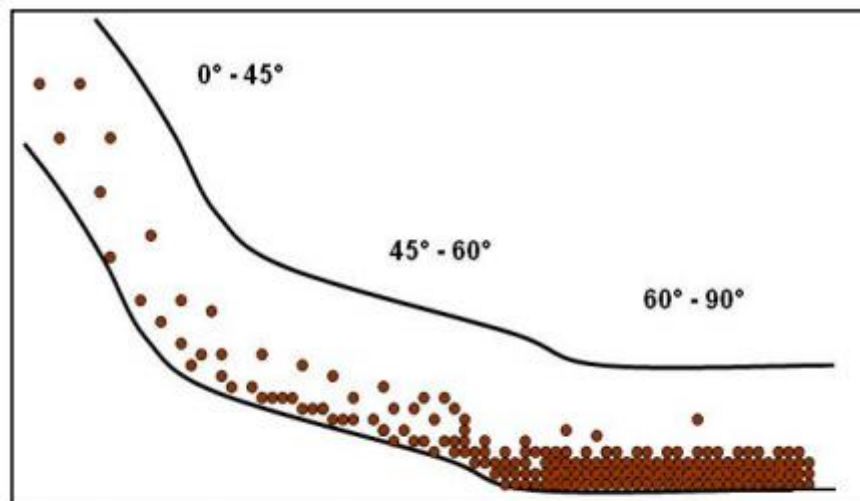


Figura 25

Representación esquemática del asentamiento de los recortes de perforación dependiendo del ángulo de inclinación.

La acumulación de los recortes y mecanismos de limpieza del pozo son marcadamente distintos en cada zona. En la sección vertical, lo que reduce la velocidad de deslizamiento mejora la limpieza del pozo. Los recortes migran hacia la cara bajo del pozo a medida que el pozo empieza a desviarse de la vertical. De acuerdo a la Figura anterior al aproximarse el ángulo a 45° , los recortes comienzan a permanecer más tiempo en contacto con la pared antes de ser acarreados a la superficie. A medida que el ángulo de inclinación del pozo aumenta de 45° a 60° la duración del tiempo que los recortes están sobre la pared también aumenta. En ángulos mayores a 60° las camas de recortes se deslizan y corren a la parte baja del pozo, incluso mientras se está circulando

- **Las camas de recortes de perforación dentro del agujero**

Se le llama cama de recortes al asentamiento de los recortes de perforación generados por la barrena en la parte baja del pozo. Si se tiene una cama de recortes la velocidad anular en algún punto es constante. Si el gasto del fluido se incrementa, la cama se erosiona, esto aumenta el área de flujo. El incremento en el área de la sección transversal causará la disminución de la velocidad anular y llevará a un estado de equilibrio.

Los recortes se asentarán en el lado inferior del pozo y formaran una cama de recortes, a menos que una velocidad anular crítica se aplique, esta velocidad será lo suficientemente alta para prevenir la depositación de los recortes. Con frecuencia es imposible alcanzar una velocidad anular suficientemente alta para prevenir totalmente la depositación de recortes en su totalidad, debido a las limitaciones de presión en las bombas y en los gradientes de fractura.

La cama de recortes puede variar dependiendo del ángulo, en la Figura 26 se muestran dos casos, en el primero la cama de recortes es de ángulos pequeños y en el segundo es de ángulos grandes, esto debido a que el área anular es más grande a bajos ángulos de inclinación, la velocidad anular es más lenta para algún gasto de flujo dado.

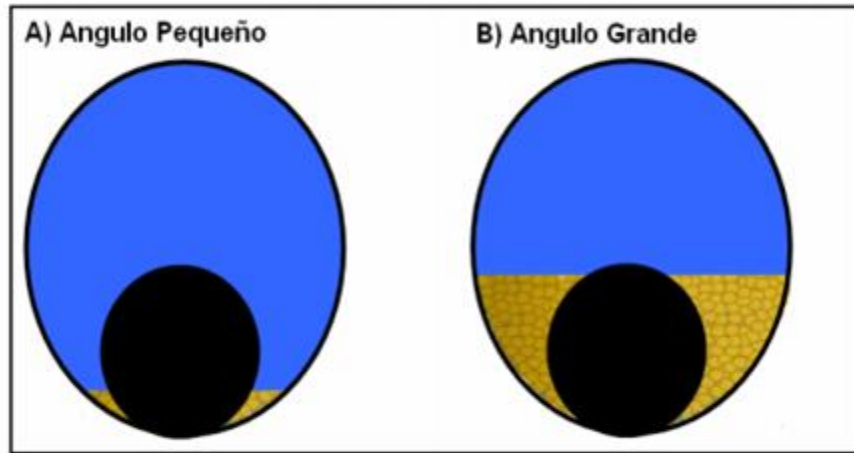


Figura 26 Cama de recortes dependiendo del ángulo.

- Reología del fluido y régimen de flujo

Algunos parámetros que benefician en pozos verticales pueden ser perjudiciales para pozos direccionales y de alcance extendido, como es el caso del punto de cadencia, ya que en un pozo vertical al aumentarlo resultará en mejor limpieza del agujero pero en pozos direccionales o de alcance extendido al aumentar el punto de cadencia resulta dañino, esto es porque el lodo viscoso no puede penetrar la cama de recortes tan fácilmente como lo es el lodo menos viscoso.

El efecto de la reología es la dependencia del régimen de flujo. En régimen de flujo turbulento, reducir la viscosidad del fluido es favorable para limpieza de agujeros direccionales y de alcance extendido. Sin embargo, en un régimen de flujo laminar, incrementar la viscosidad del fluido puede alcanzar mejor transporte de los recortes. Existe reología menos favorable de fluido cuando se requiere una mínima velocidad de transporte para que la limpieza de agujero sea máxima.

Los efectos del régimen del flujo del fluido sobre la limpieza del agujero dependen del nivel de la viscosidad del fluido. En este caso la relativamente baja viscosidad y flujo turbulento proporcionan mejor limpieza de agujero. Sin embargo, cuando la viscosidad del fluido se incrementa sobre un cierto nivel, la alta viscosidad en régimen de flujo laminar superará la baja viscosidad del fluido en régimen turbulento

- Velocidad de perforación

El ritmo de penetración o velocidad de perforación influye en el tamaño y cantidad de los recortes, sin embargo la cantidad de recortes no afecta la altura de la cama, ésta permanece estable sin importar el ritmo de penetración. La velocidad crítica

que limita el crecimiento de la cama no cambia la producción de recortes, por lo tanto, la altura de la cama no cambia. Conforme mas recortes se generan, son transportados en suspensión arriba de la cama. El ritmo de penetración podría tener un efecto sobre la limpieza de agujero en ángulos bajos y secciones verticales.

Por otro lado, la alta relación de penetración y una alta velocidad de transporte se requieren para una adecuada limpieza de agujero. Esto puede ser justificado para minimizar el ritmo de perforación y mejorar la limpieza de agujero cuando se perforan con dificultad pozos de alcance extendido. En la práctica se debe evitar un repentino incremento en la velocidad de perforación. Una buena práctica es mantener un constante ritmo de penetración, el cual es derivado de un modelo adecuado de limpieza de agujero.

- **Rotación de la tubería de perforación**

La rotación axial (sobre un eje imaginario en el centro del agujero) de tubería tiene pocos efectos sobre la velocidad mínima de transporte para la limpieza de agujeros desviados. Sin embargo, si la tubería de perforación es rotada en una forma orbital, se mejoraría la limpieza de pozos desviados en el mecanismo de recortes rodados (del fondo hacia la superficie). En operaciones de campo se realizan pruebas de rotación de tubería para que sea efectivo el transporte de recortes, especialmente en pozos de alcance extendido, como resultado directo del movimiento en forma de órbita (ya que la tubería se encuentra recargada en la parte baja del pozo y al rotarla girará de forma que su eje no será el centro del agujero) y efectos de barrido sobre la tubería de perforación.

- **Densidad del lodo**

La densidad del fluido afecta directamente la fuerza efectiva gravitacional de los recortes, es la única fuerza que resiste su remoción. Cualquier incremento en la densidad del lodo decrementa la fuerza de efecto gravitacional y este incrementa la eficiencia de la limpieza de agujero. En pozos direccionales y de alcance extendido la concentración de recortes disminuye conforme aumenta la densidad del lodo, debido a la diferencia de densidades. Además, la densidad del lodo contribuye a la limpieza del agujero, en ángulos grandes ocasiona que la cama de recortes esté más fluida y menos compactada. La contribución que hace la densidad del lodo a la transferencia de momentum permanece constante a cualquier ángulo. Por otro lado, el efecto de flotación tiene un efecto decreciente al mover los recortes conforme aumenta el ángulo, ya que cuando el ángulo sea 90° la fuerza de gravedad será nula.

Fluidos de perforación para pozos de alcance extendido

En los últimos años, la industria del petróleo y el gas ha perfeccionado su capacidad para perforar pozos de alto ángulo cada vez más largos, a lo largo de trayectos cada vez más complejos. Hoy, los horizontes de estos pozos de alcance extendido se miden en kilómetros y en millas.

La tecnología innovadora se caracteriza por su capacidad para abrir nuevos horizontes. En el mundo de las operaciones de perforación de alcance extendido, ese estándar es literal. Históricamente hablando en 1997, British petroleum, (BP), estableció la pauta cuando perforo una sección horizontal de más de 10 km, en un pozo del campo Wytch Farm, en Inglaterra. Desde entonces, la industria petrolera se ha encargado de superar reiteradas veces esa marca. A finales del año 2011 La longitud horizontal record supera los 10.9 km de la longitud horizontal y la profundidad media de 12.3 km en un pozo del área marina de Qatar.

Las tecnologías de perforación, han abierto nuevos horizontes pero también, han dado nuevos retos como viene siendo el caso del transporte de recortes del fondo de un pozo con sección horizontal a la superficie.

Fluido de perforación – visplex

Características primordiales del sistema virplex

El sistema visplex es un fluido de características únicas, a base de agua, desarrollado para perforar pozos desviados, horizontales y / o pozos con problemas de estabilización mecánica o formaciones no coloidales. Las propiedades fundamentales del sistema es su comportamiento reologico.

El sistema Viplax es un fluido de alto adelgazamiento por corte, el cual ofrece altos puntos de cedencia, bajas viscosidades plásticas y geles frágiles.

El sistema Visplex provee una suspensión excepcional de los sólidos perforados los cuales son separados fácilmente a través de las mallas. Esta propiedad garantiza una excelente limpieza en pozos con altos ángulos de desvió, permitiendo además mantener las presiones de bombeo bajas, buena hidráulica en la barrena y altas tasas de penetración.



Figura 27

Entre las principales ventajas del sistema están:

- Puede emplearse para un amplio rango de densidades
- Provee excelente suspensión de sólidos
- Reduce la erosión
- Fluido de bajos contenido toxico
- Ofrece estabilización a formaciones no consolidadas

El sistema vipleX esta basado en tecnología de mezcla de hidroxilos metálicos (Mixed Metal HidroXide). Los MMH trabajan sinérgicamente con la bentonita formando un complejo altamente tixotrópico. Esto significa que el fluido se vuelve borable tan pronto como una fuerza es aplicada. De esta forma no se producen altas presiones de circulación cuando se enciende la bomba. Su naturaleza altamente tixotrópica hace al sistema invaluable en áreas propensas a perdidas de circulación, pozos altamente desviados y donde se requiere de bajas tasas de bombeo.

Cuando el sistema Visplex se introduce dentro de una lechada de bentonita prehidratada, es evidente un cambio drástico en la apariencia del fluido y en las propiedades del mismo.

El fluido se vuelve “espeso” y luce gelificado. A diferencia de lo fluidos convencionales mezclados para dar un rendimiento reológico alto, los gels son extremadamente frágiles y puede hacerse fluir con poco esfuerzo.

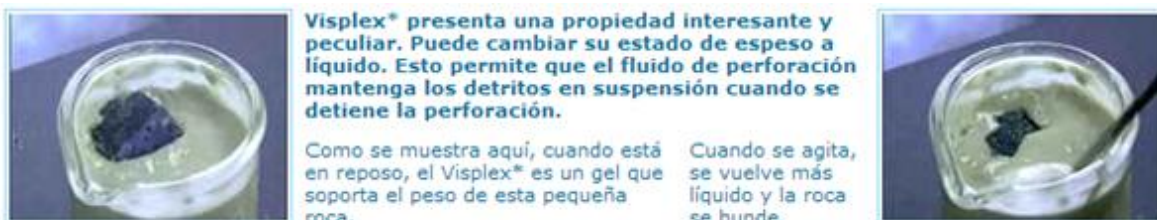


Figura 28

La desventaja más notable se puede apreciar cuando se adiciona al sistema visplex aditivos convencionales para el control de filtrado, mientras dan buen resultado en el control de la filtración, lo hacen a expensas de la pérdida de las características reológicas únicas del sistema. Por esta razón fue necesario desarrollar un nuevo aditivo para proporcionar el control de filtrado y revoque, sin eliminar las características reológicas del sistema. Para contrarrestar dichos efectos se le agrega un aditivo llamado Flopex.

Flopex, es un reductor de filtrado para el sistema Visplex, que a diferencia de los aditivos convencionales para el control de filtrado, las adiciones de Flopex al sistema visplex no resulta en la pérdida de las características reológicas únicas del sistema. Y este aditivo es también efectivo en otros fluidos base agua.

Otra desventaja es cuando se combinan con adelgazantes convencionales que tiene un efecto drástico sobre la reología del sistema y la destruyen en lodos totalmente limpios, para este caso se emplea el adelgazante FLX-XL el cual ha resultado ideal para el sistema.

FLR-XL es un aditivo controlador de filtrado, utilizado para producir, a bajos niveles de tratamiento, bajas tasas de filtrado y revoques finos. Puede ser utilizado con buenos resultados, tanto en fluidos basados en bentonita, como fluidos de base polimérica.

CAPÍTULO 3 MEDICIÓN EN POZO Y GEONAVEGACIÓN

“Mil días son solo para forjar el espíritu. Diez mil días son para pulir lo que has forjado”

- Miyamoto Musashi

Introducción

Es de gran importancia la realización de estudios de registros geofísicos de pozo, para obtener una adecuada interpretación geológica de zonas compleja, correlacionando la información de pozos vecinos y poder así tomar decisiones acertadas en la perforación de pozos de alcance extendido.

REGISTROS GEOFISICOS

Definición:

Los registros geofísicos son representaciones gráficas de propiedades físicas de la roca contra la profundidad, y que a su vez indican las características de las formaciones atravesadas por un pozo.

Los registros geofísicos constituyen una de las informaciones básicas que se pueden obtener durante la perforación de un pozo petrolero, pues permite determinar las propiedades petrofísicas de las rocas, como la litología, porosidad, saturación de fluidos y cualitativamente la permeabilidad, así como correlacionar límites de estratos, lo que da como resultado poder determinar la capacidad de la roca para poder producir hidrocarburos.

Los registros geofísicos también son considerados de suma importancia durante la interpretación geológica, así como la caracterización de áreas potencialmente productoras de hidrocarburos, pues son el principio de toda una evaluación de reservas y económica.

Dentro de los objetivos principales de los registros geofísicos podemos mencionar:

- Delimitación de las características de la formación (porosidad, saturación de agua/hidrocarburo, densidad.
- Delimitación o cambios de litologías
- Desviación y rumbo del agujero
- Evaluación de la cementación
- Dirección del echado de la formación
- Condiciones mecánicas de la tubería de revestimiento

Clasificación de los Registros Geofísicos

Para poder hacer uso de los registros geofísicos tenemos que conocer su principio de aplicación en función de diferentes propiedades físicas y litológicas.

A continuación se presenta una forma o método muy concreto y fácil para poder decidir o identificar el tipo de registro que podemos utilizar, todos están basados en una o varias propiedades físicas, mecánicas o litológicas, pero será importante saber qué factores pueden estar actuando en el yacimiento

a) En función del principio físico de la herramienta (figura 29):

- RESISTIVIDAD (Fuente: corriente eléctrica)
- RADIOACTIVAS (Fuente: cápsula radioactiva)
- SÓNICA O ACÚSTICAS (Fuente: emisor de sonido)
- MECÁNICAS

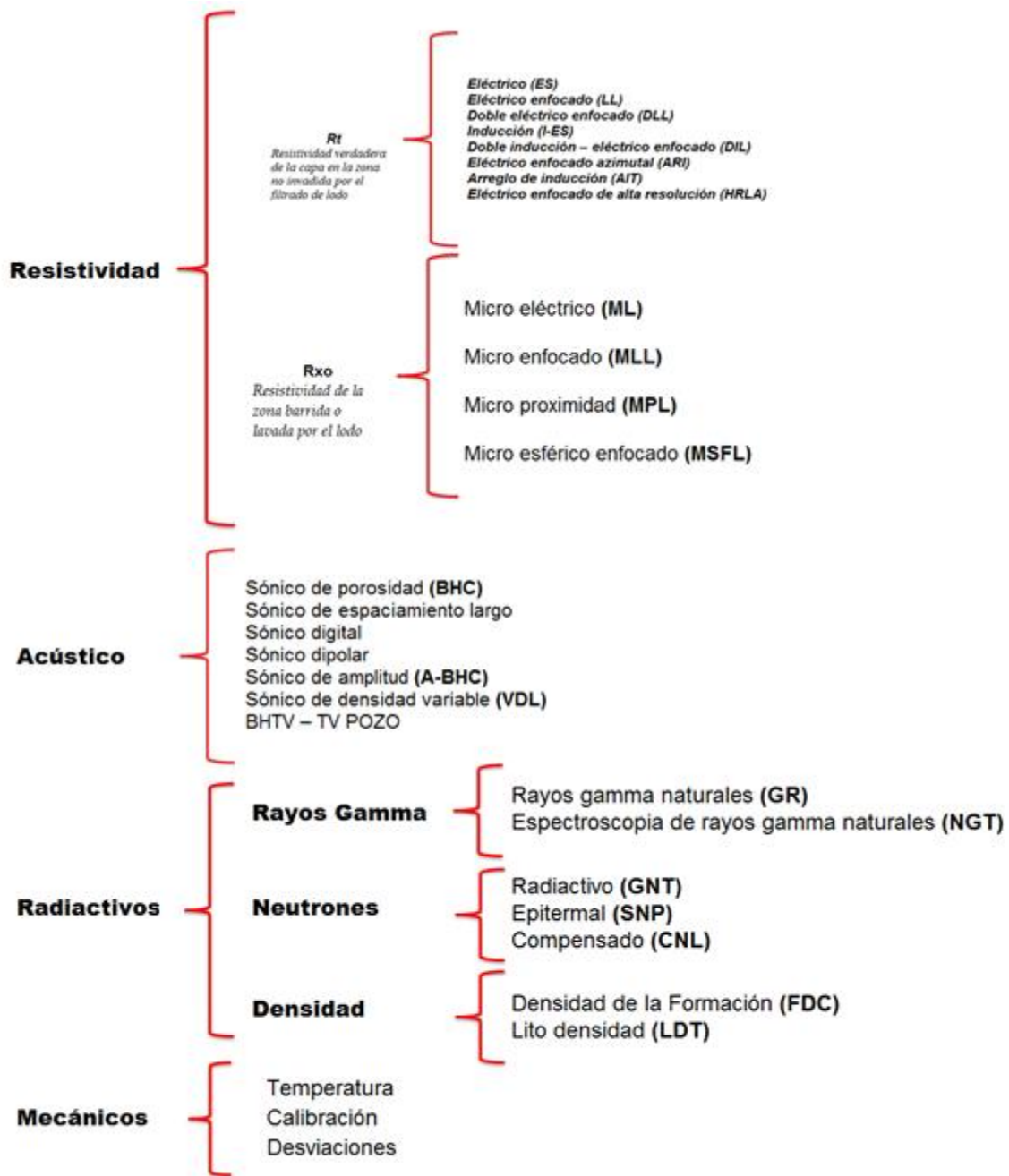


Figura 29

b) En función de la propiedad petrofísica que se busca medir, todas ellas en agujero descubierto (Figura 30):

- Resistividad
- Porosidad

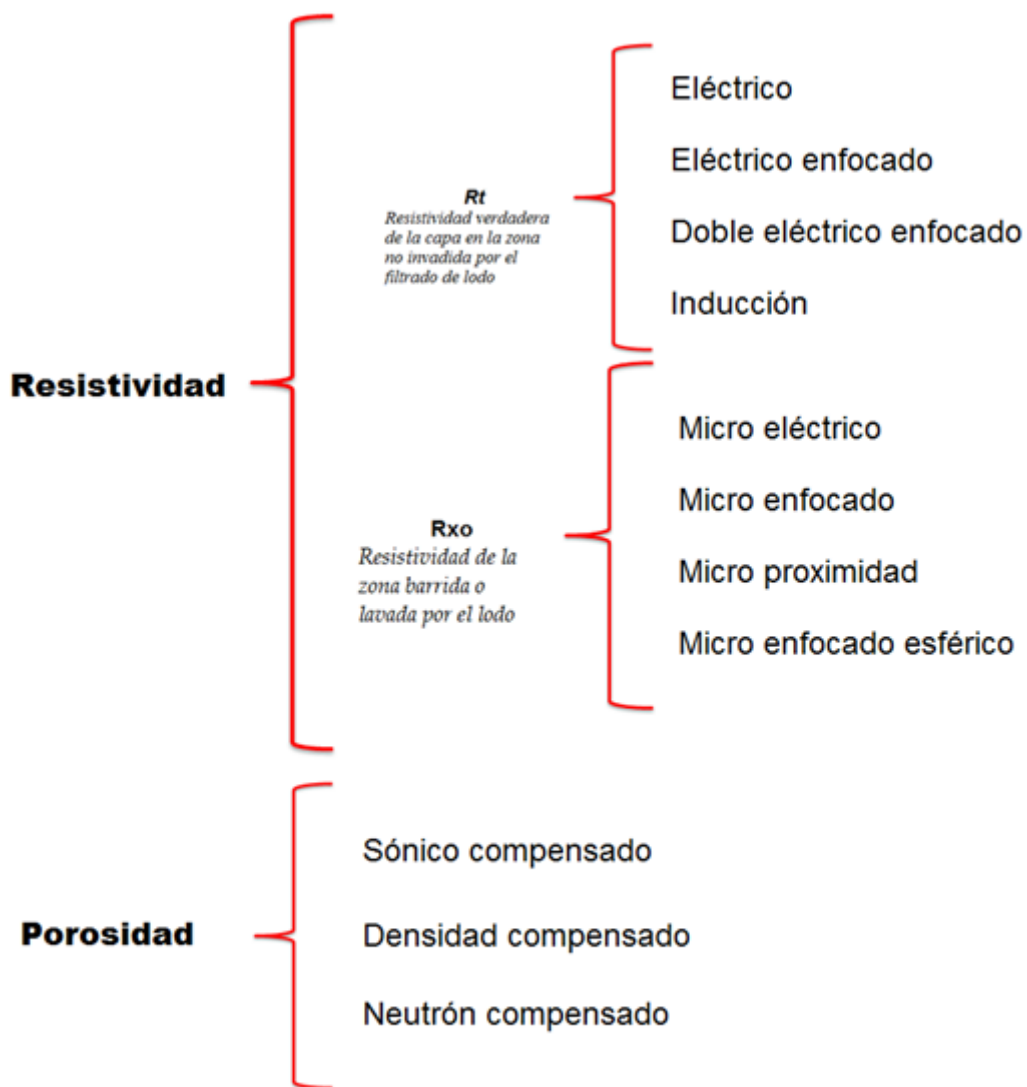


Figura 30

Herramientas de fondo

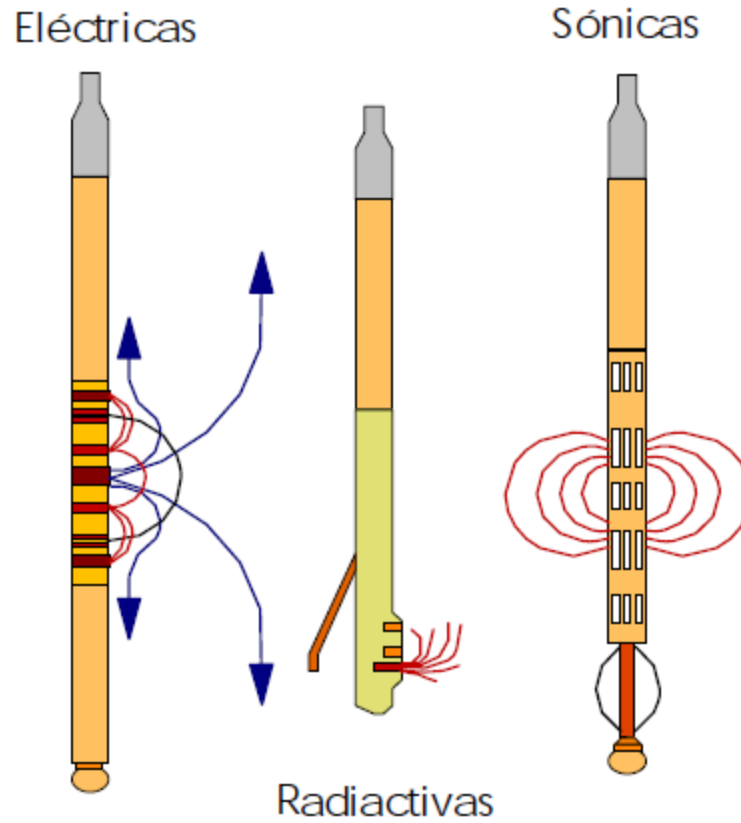


Figura 31

-Herramienta con Principio Resistivo (electrónico)

Introducción

Resistividad, se puede definir de manera muy sencilla, y es la resistencia específica de cada material para oponerse al paso de una corriente eléctrica.

Cuando un pozo perfora las diferentes formaciones los valores de resistividad de suelen ser muy variables entre sí, pues estos valores de resistividad no solo dependen del tipo de roca del que se trate, sino también interviene el tipo y distribución de los fluidos contenidos en la formación.

Un factor muy importante a considerar es la invasión del fluido de control este hecho se presenta en mayor grado para formaciones permeables y porosas.

Un herramienta convencional para la medición de esta propiedad en un pozo, se realiza mediante un sistema o arreglo de electrodos que se introducen en el pozo, actuando el lodo como un medio conductor que liga los electrodos con las

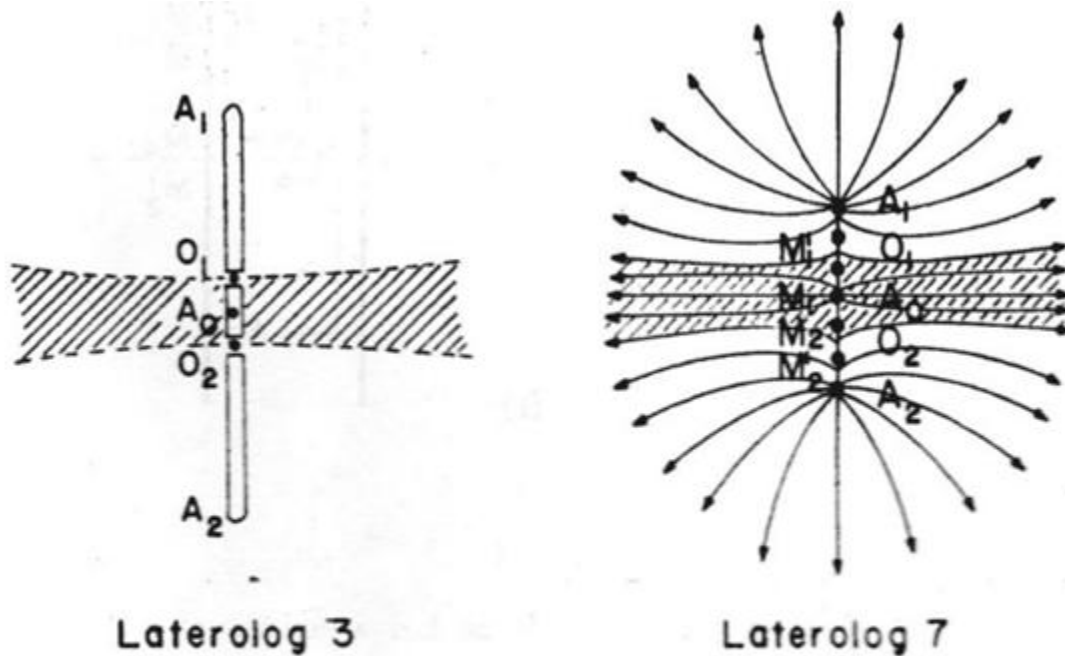
formaciones, sabiendo esto, este tipo de registro solo se pueden correr si el lodo o fluido de control es conductor.

A continuación se hablara brevemente de algunas herramientas.

Herramienta Laterolog

Estas herramientas utilizan un sistema de electrodos múltiples arreglados para que fueren la corriente dentro de la formación. Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo. Se induce una corriente eléctrica a la formación, forzándola a que fluya en una franja plana y perpendicular al eje de la sonda. El espesor de la franja define la resolución vertical. La información registrada se gráfica en escala logarítmica para abarcar un amplio rango de resistividades.

Las ventajas que presentan este tipo de herramientas es que operan en lodos muy salados, tienen excelente resolución vertical e independencia de capas adyacentes. Existen dos arreglos típicos: el laterolog 3 que emplea un sistema de tres electrodos y el otro que utiliza 7 ó 9 electrodos, designándosele LLd y LLs. Ambos operan bajo el mismo principio.



Arreglos básicos de las herramientas laterolog .

Figura 32

Herramientas Doble Laterolog

Por medio de este registro DDL- Rxo, es posible obtener mediciones de resistividad a tres profundidades de investigación diferentes y al mismo tiempo, una profunda, una intermedia y una muy somera. Esta herramienta utiliza 9 electrodos, los cuales están ubicados como se muestra en el siguiente esquema:

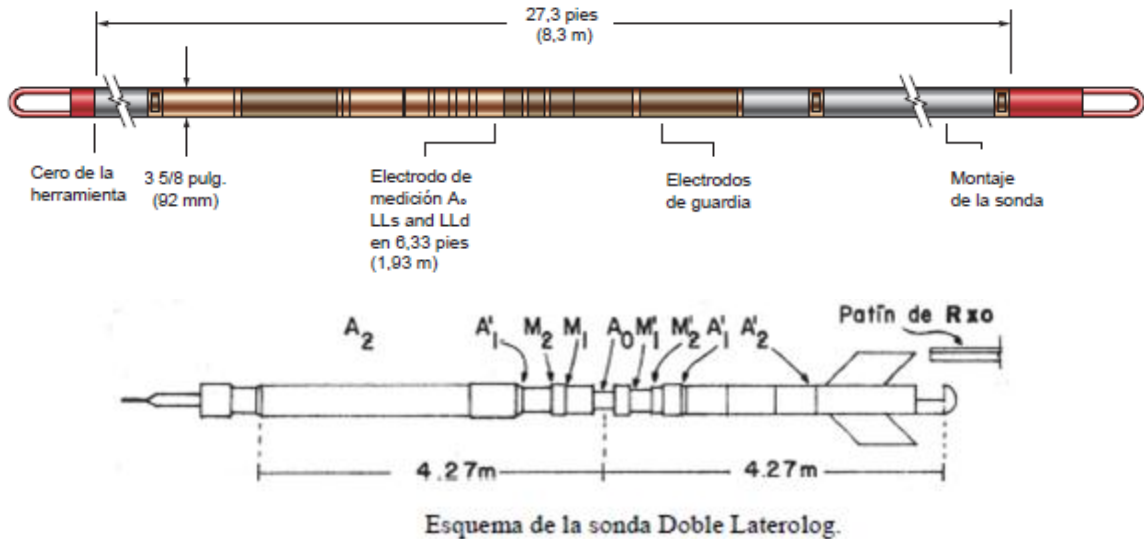
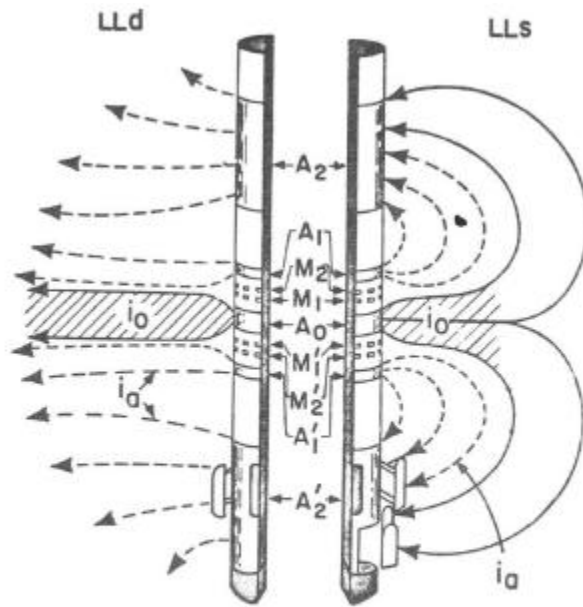


Figura 33

El objetivo principal es obtener R_t en función de tres datos, ya que las mediciones de resistividad de registros aislados de penetración profunda no eliminan por completo los efectos de la zona invadida; su uso se presenta cuando el rango de precisión de los registros de inducción no es suficiente.

De este registro se obtienen simultáneamente un laterolog profundo (LLd), un laterolog somero (LLs) y un microregistro de enfoque esférico; así mismo es posible obtener simultáneamente registros de potencial espontáneo, rayos gamma, calibración.



Esquema del patrón de corriente del Laterolog profundo y el Laterolog somero.

Figura 34

En general el principio de medición es el mismo que el de las anteriores herramientas, solo que para el registro de LLd Y LLs se usan los mismos electrodos, de este modo los haces de corriente tiene el mismo espesor pero el enfocamiento es diferente

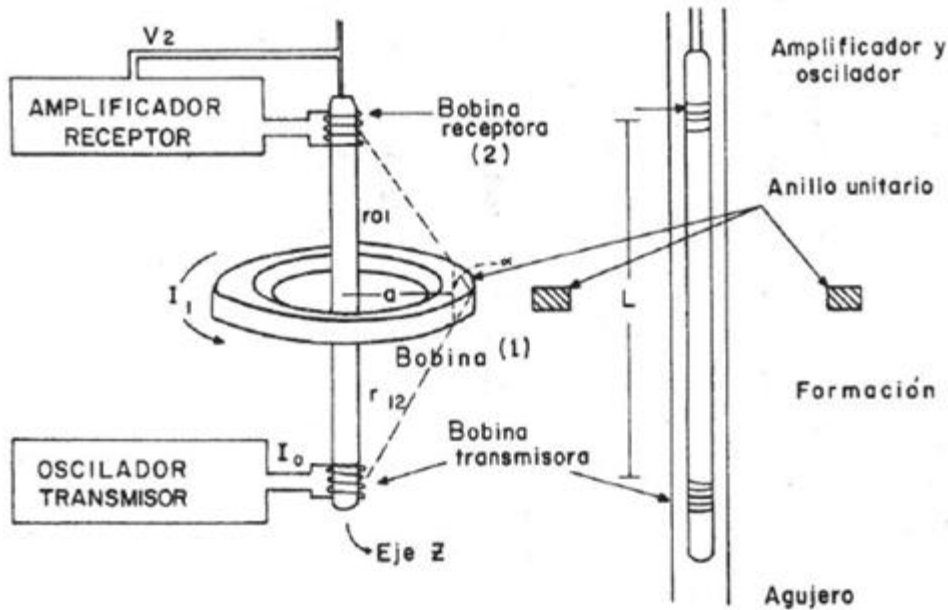
Características, ventajas y beneficios

- Determina la verdadera resistividad de la formación (R_t), la resistividad de zonas lavadas (R_{xo}) y el diámetro de invasión (D_i).
- Permite los datos necesarios para calcular la saturación del agua.
- Genera una evaluación cuantitativa de invasión.
- Una excelente resolución de capas delgadas.
- Utiliza electrodos de guardia para enfocar la corriente medida hacia la formación, en lugar de hacerlo hacia el pozo.

Herramienta de Inducción

La sonda de inducción está constituida por una bobina emisora alimentada por una corriente oscilatoria de 20,000 ciclos/seg de amplitud constante, y también por una bobina receptora que va colocada a una cierta distancia de la emisora, este tipo de arreglo se muestra en el esquema siguiente. Esta herramienta mide la conductividad de la formación la unidad de medida es el miliOhm/m; una corriente de 20 Khz alimenta a la bobina transmisora, y el campo electromagnético que se

genera alrededor de la sonda, induce en la formación corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda, estas corrientes a su vez generan su propio campo magnético e inducen una señal en la bobina receptora, cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación.



Principio del registro de inducción.

Figura 35

Este tipo de herramienta tiene ciertas ventajas a las herramientas convencionales, ya que pueden percibir formaciones delgadas, que una herramienta convencional aun en un lodo conductor, no podría diferenciar de otra formación de mayor tamaño.

Otra gran ventaja de este registro de inducción, es que pueden utilizarse en pozos que contienen lodos base aceite, o bien lodos dulces, así mismo estos registros son sumamente precisos para resistividades entre unos cuantos Ohm-m y 50 Ohm-m, cabe resaltar que la resolución es buena hasta 200 Ohm-m, pero más allá de este valor, se pierde precisión.

Herramienta de Doble inducción

Este registro presenta varias bobinas y proporciona curvas de conductividad o de resistividad, el principio de funcionamiento viene siendo el mismo al de inducción, la diferencia se basa en que ofrece dos curvas de diferente profundidad de investigación, su resolución es pobre en resistividades mayores a 200 Ohm-m, y generalmente va acompañado de un registro de micro-resistividad.

Se diseñó con el objetivo de tener una lectura más precisa del R_t , así mismo se buscó tener una reducción del efecto del agujero y dar una mejor respuesta en

capas delgadas, permite determinar la resistividad de la zona virgen y la zona lavada, y también indica un radio de invasión además de que se puede relacionar con otras curvas.

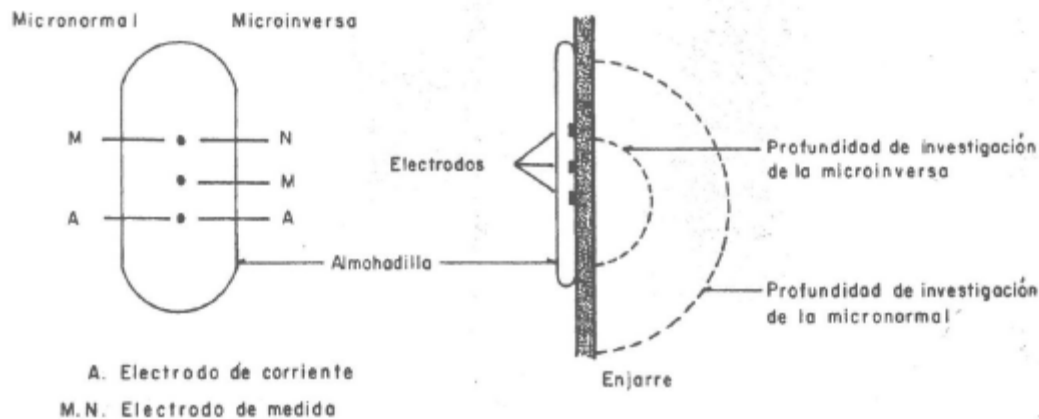
Su aportación más importante es que se puede operar en lodos base aceite como el de inducción convencional, sin embargo en estas condiciones no se obtiene la curva de SP, la cual es sustituida por la curva de rayos gamma.

Herramienta Microlog

Es una herramienta instalada en un patín que está pegado a la pared del pozo. Obtiene dos medidas de resistividad: micronormal 2" y microinversa 1" x 1". Con estas curvas se pueden determinar zonas porosas y permeables de acuerdo con la deflexión que tengan; cuantifica Rxo. Su funcionamiento es similar al registro eléctrico convencional (ES).

Tres electrodos tipo botón van montados en un patín de hule, cuya superficie se presiona contra la pared del agujero por un sistema de presión de tipo hidráulico.

Los electrodos están separados 1" y se combinan eléctricamente en dos configuraciones que operan de manera simultánea, como se indicó anteriormente.



Esquema del dispositivo Microlog.

Figura 36

Herramientas Microenfocadas

Este tipo de registros tiene como objetivo principal la obtención de valores más precisos de la resistividad de la zona barrida por el filtrado de lodo, Rxo, que

es una de las variables que intervienen en la interpretación cuantitativa de los registros. Esencialmente, el método para obtener estos registros consiste en enviar una corriente enfocada dentro de la formación, a través de electrodos concéntricos espaciados a muy corta distancia y que van colocados en un patín construido de material aislante que se aplica contra la pared del.

Las herramientas de microrresistividad se diseñaron con el propósito de eliminar los problemas que presentaba la herramienta microlog. Existen tres modelos de estas herramientas que operan en función del tipo de lodo y de las condiciones de agujero que existan.

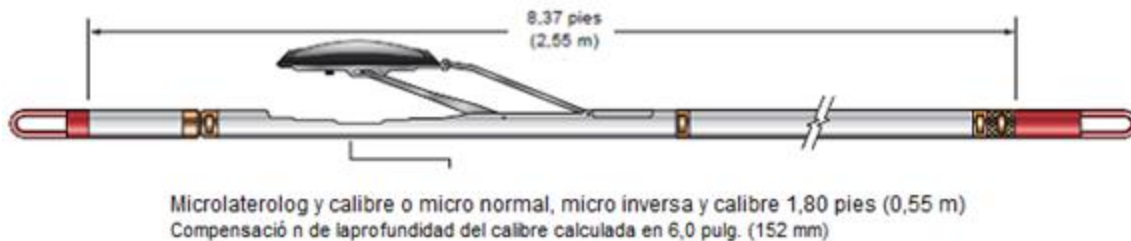
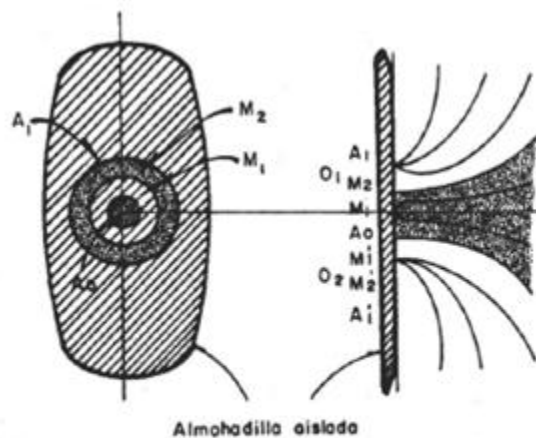


Figura 37

- **Microlaterolog.**

Su principio de funcionamiento es muy semejante al LL7, el arreglo de electrodos está montado en un patín de hule, el electrodo central A_0 está rodeado por tres anillos concéntricos que constituyen los electrodos M_1 , M_2 y A_1 .

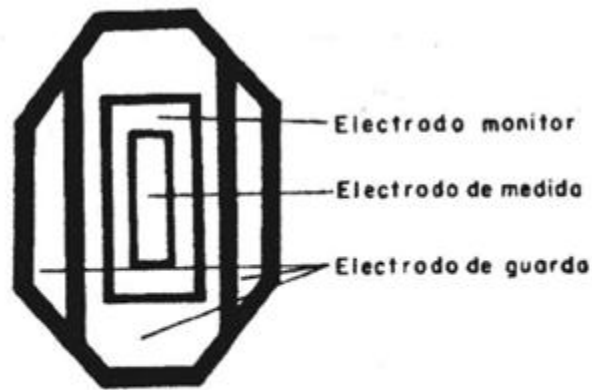


Esquema del dispositivo Microlaterolog.

Figura 38

- **Proximidad.**

Esta herramienta opera de manera similar al LL3, pues utiliza electrodos rectangulares con un centro común montados en un patín de hule.

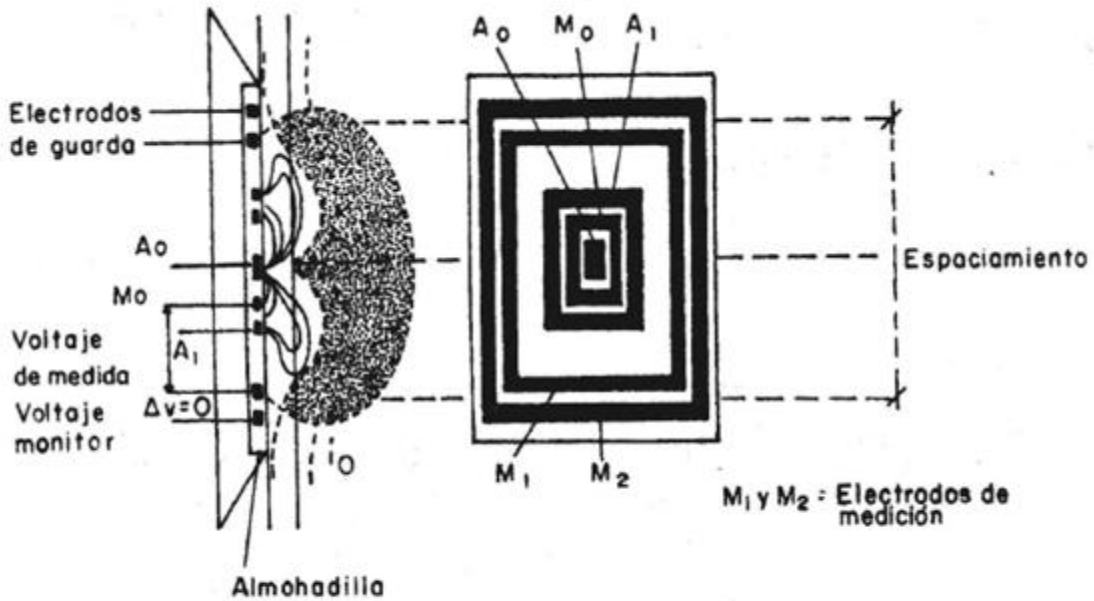


Esquema del dispositivo de Proximidad.

Figura 39

- **Microesférico enfocado.**

Este dispositivo es un arreglo a pequeña escala de la herramienta SFL y va montada en un patín de hule, tiene dos ventajas: es menos sensitiva al enjarre que el MLL, y puede combinarse con otras herramientas como la DLL, DIL.



Esquema de la sonda MicroSFL.

Figura 40

Herramientas de Registro con Principio Acústico

El sonido es cualquier fenómeno que involucre la propagación en forma de ondas elásticas (sean audibles o no) a través de un cuerpo o un medio ya sea sólido líquido o gaseoso, la propagación del sonido involucra transporte de energía mas no así transporte de materia. Es muy importante decir que el sonido no puede viajar en el vacío como lo hacen las ondas electromagnéticas.

Los registros acústicos se toman en agujero abierto y su principio de medición radica en enviar todo un tren de ondas acústicas que viajen a través de la formación en estudio, a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, por lo tanto los tiempos de tránsito de estas ondas que queden registrados, son directamente proporcionales a la porosidad con que cuenta la formación.

Dicho de otro modo los registros sónicos es un registro de la profundidad contra ΔT , que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación, conocido también o más comúnmente como tiempo de tránsito, este tiempo de tránsito (ΔT) es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido.

El tiempo de tránsito en una formación dependerá de la litología y la porosidad, y a su vez el tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil para realizar una interpretación de un registro sísmico.

Herramienta Sónica HBC

Como se puede apreciar en la figura 41, se presenta el sistema HBC, donde se aprecia que se utiliza un transmisor en la parte superior y otro en la parte inferior y dos pares de receptores intermedios, cuando un transmisor es activado por un pulso, éste genera una onda de sonido la cual penetra en la formación, de esta manera se mide el tiempo que transcurre entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes.

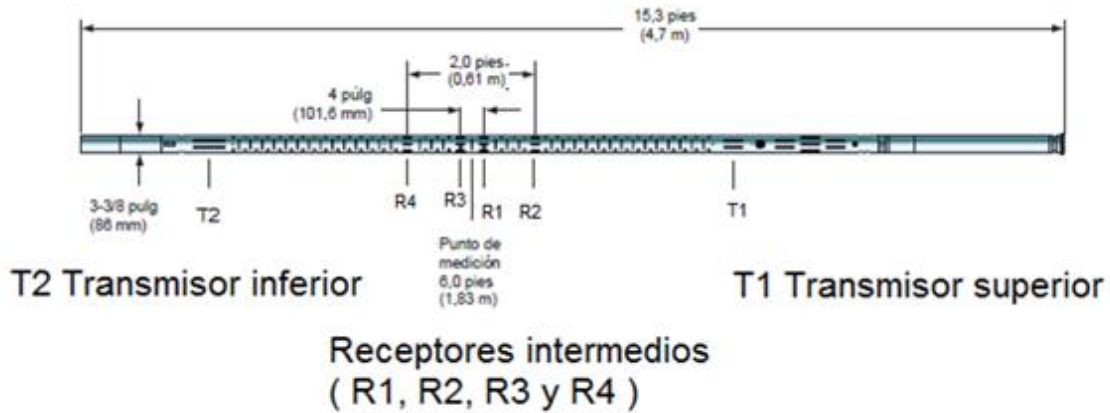


Figura 41

La herramienta sónica HBC (high-resolution borehole compensated) mide la velocidad acústica de la formación, a fin de brindar información mejorada acerca de su porosidad y litología. La herramienta sónica HBC determina el tiempo que tarda una onda acústica pulsada en viajar una distancia fija por toda la longitud de un pozo. Mediante el uso de varios tipos de transformación, se presenta el intervalo resultante de tiempo de tránsito (Δt) o se lo convierte a porosidad.

Algunas ventajas de esta herramienta son:

- Mide con alta resolución el Δt de la formación.
- Estima la porosidad de la formación.
- Identifica litologías y detecta gas, cuando se la utiliza con otros servicios.
- Establece las velocidades de la formación para la correlación sísmica.
- Permite la resolución vertical estándar de 2 pies o la mejorada de 4 pies (microsónica).
- Proporciona datos para calcular la saturación de agua.

Velocidad sónica en las formaciones sedimentarias

La velocidad del sonido se verá afectada por diversos factores, unos de ellos será principalmente el material de la roca de matriz, ya sea una arenisca, una caliza o bien una dolomita, otro factor importante será el de la porosidad distribuida, en la tabla siguiente se presenta los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas y revestimientos comunes.

Material	Velocidad Sónica (ft/s)	Tiempo de Tránsito Δt (μ seg / ft)
Neopreno	5,300	189
Pizarras	6,000 – 16,000	167 – 62.5
Roca Salada	15,000	66.7
Areniscas	Arriba de 18,000	55.6
Anhidrita	20,000	50.0
Carbonatos	21,000 – 23,000	47.6 – 43.5
Dolomitas	24,000	42
Tubería (acero)	17,000	57

Valores de velocidades de compresión para materiales no porosos.

Figura 42

Herramientas de Registro Radioactivo

Las herramientas radioactivas o nucleares utilizan fuentes radioactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se puede determinar algunas características. Se tiene tres tipos de herramientas en esta familia y son:

- Rayos gamma
- Neutrones
- Densidad

Herramienta de Rayos Gamma

Introducción

La medición de radiación gamma natural puede obtenerse tanto con agujero descubierto como a través de la tubería de revestimiento. La profundidad de investigación es de algunas pulgadas, de manera que el registro normalmente mide la zona invadida por el fluido de perforación. Las lutitas y las arcillas son responsables de la mayor parte de la radioactividad gamma natural, de manera que el registro de rayos gamma a menudo es un buen indicador de este tipo de rocas. No obstante, otras rocas también son radioactivas, especialmente algunos carbonatos y las rocas ricas en contenido de feldespato. Por lo cual es un importante indicador para diferenciar los tipos de roca en el subsuelo.

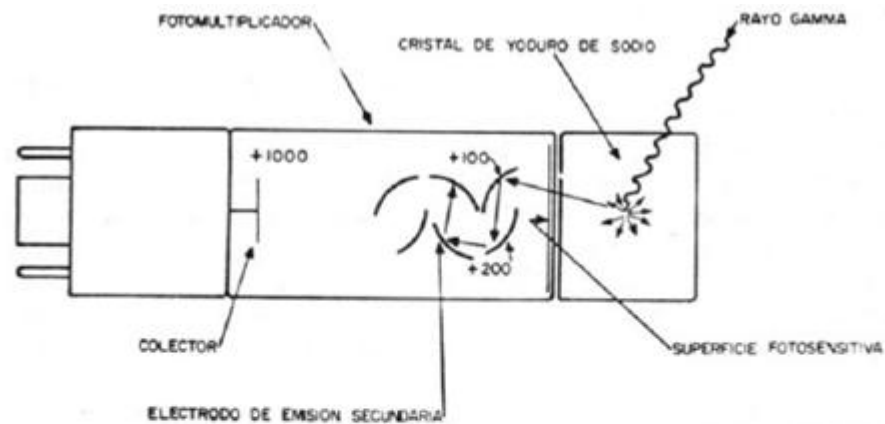
La sonda de rayos gamma está compuesta por un detector que sirve para medir la radiación Gamma, que se origina en el volumen de la formación cerca de la misma, hoy en día son usados generalmente los contadores de Centelleo

(Scintilómetros) para llevar a cabo esta medición, pues son más efectivos que los que se utilizaban en el pasado, que eran los contadores de Geiger-Mueller; debido a su efectividad, estos contadores de centelleo solo requieren de unas cuantas pulgadas de longitud, obteniendo así, una información muy detallada de la formación.

Este contador está compuesto por tres partes principales que son:

- 1) un cristal
- 2) el fotomultiplicador
- 3) el discriminador

De la siguiente figura el cristal puede ser de yoduro de sodio activado por talio y esta herramienta funciona de la siguiente manera:



Esquema de un contador de Centelleo

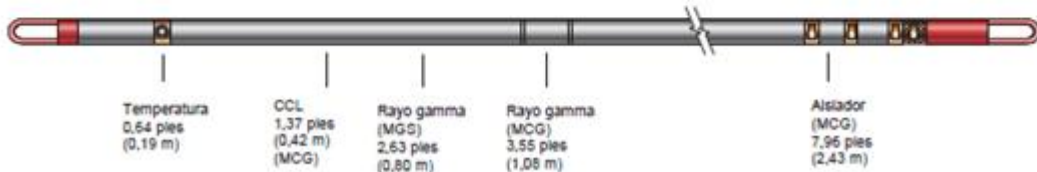


Figura 43

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interacciona con los electrones del cristal y produce una luz, de una intensidad que será más potente mientras mayor sea la intensidad de los rayos gamma; ésta luz choca con la superficie, sensible a la luz, del fotomultiplicador, a su vez emitirá electrones con una intensidad proporcional a la luz recibida, y por último, los electrones son atraídos por el primer ánodo, chocan y los multiplica, emitiendo tres o más electrones por cada electrón recibido; este proceso se repite varias veces en varios ánodos subsecuentes hasta lograr una multiplicación interna del orden de un millón.

Por lo tanto el perfil de rayos gamma puede correrse en combinación con otros muchos perfiles, como los es un Neutrónico, Sónico, Densidad, Inducción, Laterolog, así como en determinado caso se puede correr con un detector de coples, cuellos o bien un cañón perforador, para llevar a cabo trabajos de terminación y mantenimiento de pozos.

Herramienta de Neutrones

Introducción

Los perfiles neutrónicos son utilizados principalmente para determinar la porosidad en las formaciones permeables, este tipo de registro responde inicialmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación; por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleo, este perfil neutrónico nos da el valor aproximado del espacio real o bien el volumen de poros lleno de fluidos.

Referente a un registro de porosidad basado en el efecto de la formación sobre los neutrones rápidos emitidos por una fuente. El hidrógeno produce, sin dudas, el mayor efecto en cuanto al frenado y la captura de neutrones. Dado que el hidrógeno se encuentra principalmente en los fluidos intersticiales, el registro de porosidad-neutrón responde principalmente a la porosidad.

La sonda consta de una fuente de neutrones de alto rendimiento de energía, arriba de la fuente van montados dos detectores de neutrones térmicos, que cuando se corre en agujero abierto un fleje mantiene la sonda contra la pared del agujero y en el tablero que se encuentra en superficie se reciben los ritmos de conteo de los dos detectores, se calcula el cociente por correcciones apropiadas y se convierte a un índice de porosidad.

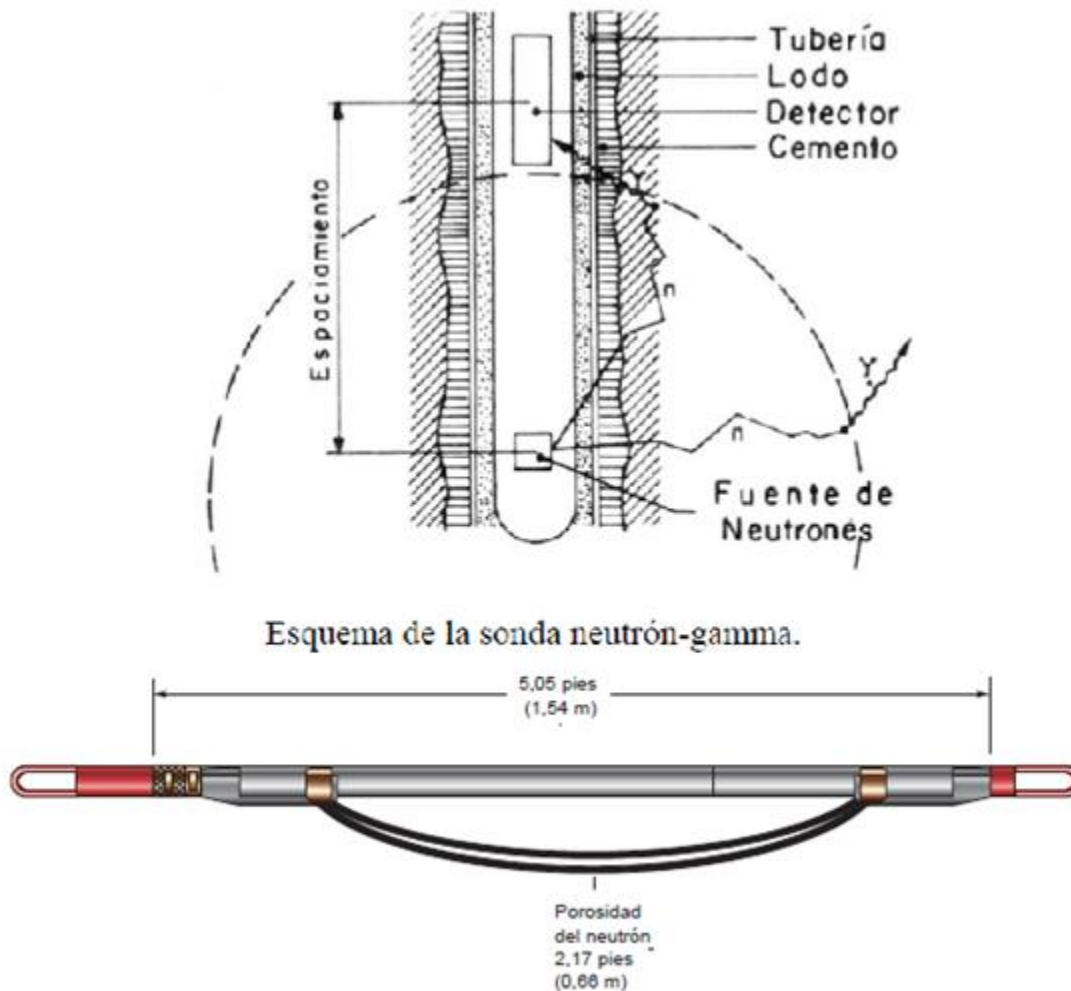


Figura 44

Herramienta de densidad

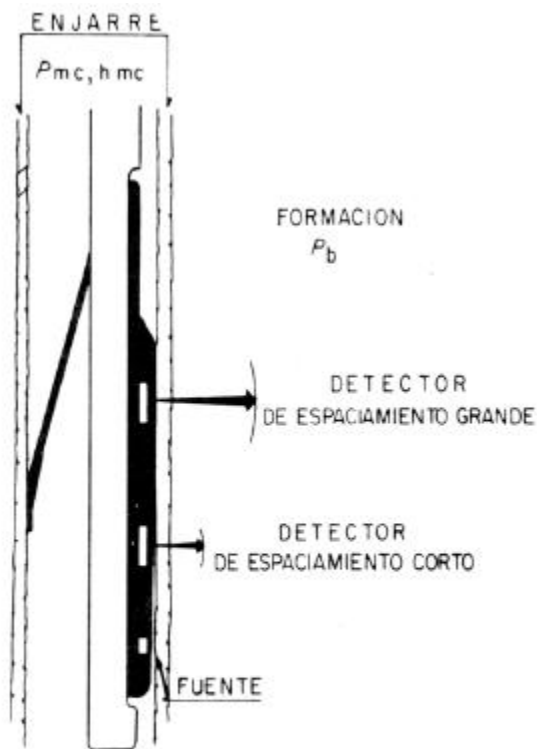
Introducción

Este registro también se le llama en ocasiones gamma-gamma por la manera en que funciona, es importante saber que es un registro radiactivo. Es de los denominados registros de pared y puede correrse tanto en agujeros llenos con lodo como en vacíos, es llamado como uno de los registros de porosidad, pues se pueden obtener los valores de la porosidad en función de la densidad y es usado en conjunto con otros registros para localizar y determinar zonas con contenido o productoras de gas, e interpretar cuantitativamente las arenas arcillosas y evaluación de esquistos petrolíferos.

La sonda contiene un dispositivo instalado en un patín pegado a la pared, esta herramienta cuenta con una fuente emisora de rayos gamma (Cesio 137) y un par

de receptores. El flujo de rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de las rocas. Con ese registro se puede obtener indirectamente la porosidad.

Los tres elementos mencionados van montados en un patín blindado con solo tres aberturas para permitir el contacto directo a la formación, existe también un brazo-resorte que es el que mantiene presionada la herramienta contra la formación y a su vez con su movimiento puede ir cortando el enjarre logrando tener un mejor contacto a la formación; cabe mencionar que la profundidad de investigación se encuentra alrededor de 15 centímetros (6") dentro de la formación.



Esquema de la sonda del registro compensado (componentes principales).

Figura 45

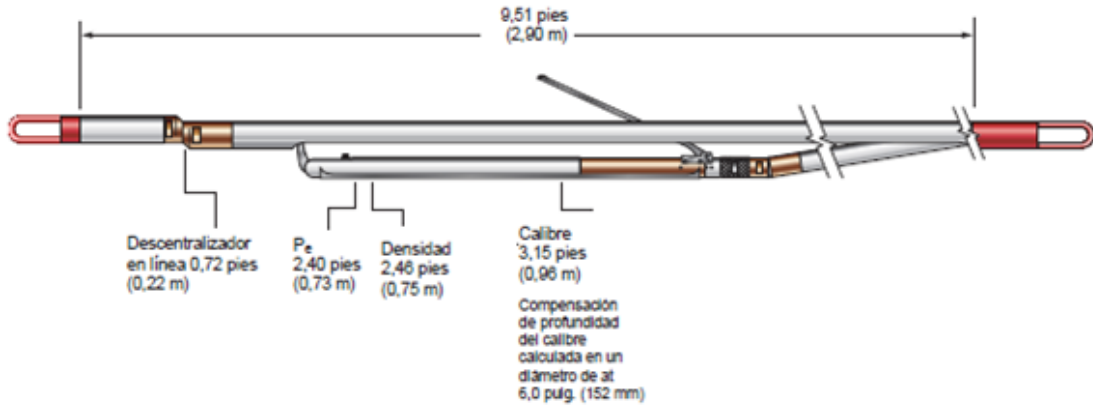
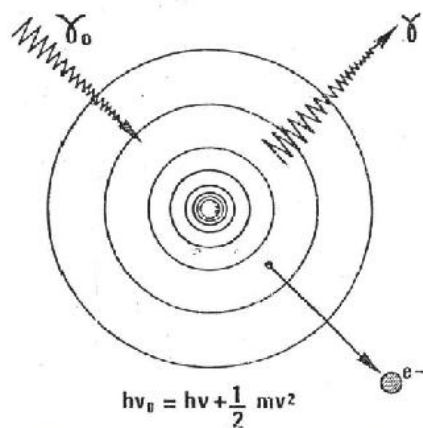


Figura 46

La fuente radioactiva emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía, en cada choque un rayo gamma cede algo de su energía cinética y continúa su trayectoria con menor energía, este tipo de interacción es conocido como el efecto Compton de dispersión.

Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación ya que el numero de rayos gamma de efecto Compton está directamente relacionado con el numero de electrones de la formación, por lo tanto la intensidad de los rayos gamma registrada por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación.

En la siguiente figura 47 se muestra un esquema del efecto Compton, el cual indica cómo se mueven las partículas de los rayos gamma, donde una parte del rayo gamma es absorbido y otra parte es dispersada provocando que sea expulsado un electrón.



Distribución de los rayos gamma emitidos.

Figura 47

HERRAMIENTAS MWD Y LWD

Herramienta MWD

La herramienta MWD (Measure While Drilling) por sus siglas en ingles se encarga de la evaluación de las propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, principalmente, aunque también puede obtener los siguientes datos:

- Peso en la barrena
- Longitud medida
- Inclinación y azimut
- Esfuerzos axiales en la tubería
- Torque y arrastre en la tubería
- Gasto de lodo
- Calibración del agujero

La adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) es ahora una práctica estándar en los pozos direccionales marinos, en los que el costo de las herramientas es compensado por el tiempo de equipo de perforación.

Este tipo de herramientas cuentan con un sistema de poder, que es el encargado de proveer energía eléctrica a los equipos de medición y transmisión de datos, y existen en el mercado dos tipos uno seria de baterías y otro de turbinas que obtiene la energía del fluido de perforación que pasa por ellas.

Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido, donde la información pasa por un proceso previo a transmitirse a la superficie, este proceso se explicara a continuación:

- Compresión, Se disminuye el tamaño de datos debido a que el ancho de banda no permite tanta información.
- Codificación, Los datos se traducen a un lenguaje binario, para hacer su proceso de interpretación y transportación mas sencillo.
- Modelación, Los datos son enviados por medio de una señal transportadora.
- Transmisión, La transmisión se realiza por medio de pulsos en el lodo, donde se incluye la señal transportadora.
- Cancelación de ruido. Mientras la señal es transportada por el medio elástico, que es el lodo, esta señal adquiere rastros indeseables, que son ruidos electrónicos o físicos, el cual debe de ser eliminado, para que se tenga la información original enviada.
- Ecuilización del canal, una vez recibida la información y se ha eliminado el ruido, se procede a corregir la señal.
- Demodulación, aquí se separan los datos de la onda transportadora.

- Decodificación, los datos en lenguaje binarios, son traducidos a un sistema normal para su interpretación.
- Descompresión, Para poder hacer la interpretación de los datos se tiene que ampliar la información a su tamaño original, después de su decodificación.

Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo. Estas presiones pueden ser ondas senoidales positivas, negativas o continuas. Algunas herramientas MWD poseen la capacidad para almacenar las mediciones para su recuperación posterior con cable o cuando la herramienta se extrae del pozo si el enlace de transmisión de datos falla.

Las herramientas MWD que miden los parámetros de una formación (resistividad, porosidad, velocidad sónica, rayos gamma) se conocen como herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD).

Herramienta LWD

Por sus siglas en inglés (Logging While Drilling) esta herramienta es capaz de proporcionar información acerca de las propiedades de una formación durante la perforación de un pozo, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo.

El método LWD, aunque riesgoso y caro en ciertas ocasiones, presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. Por otra parte, muchos pozos resultan difíciles o incluso imposibles de medir con herramientas convencionales operadas con cable, especialmente los pozos altamente desviados. En estas situaciones, la medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles.

Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar la dirección del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento, tal como en los yacimientos altamente variables de lutitas.

Las herramientas LWD utilizan sistemas similares de almacenamiento y transmisión de datos, y algunas poseen más memoria de estado sólido para proporcionar registros de mayor resolución después de extraer la herramienta, que la que es posible con el sistema de transmisión de pulsos a través del lodo con un ancho de banda relativamente bajo.

TELEMETRÍA

En la actualidad, la necesidad de obtener la información, requiere mayor rapidez y exactitud, con el fin poder realizar proyección y planificaciones que ayuden al mejoramiento de recursos como el agua, energía eléctrica o la industria petrolera. La telemetría es medición remota de distintos tipos de equipos de medición, sean analógicos o digitales, haciendo posible la disponibilidad total de todas sus variables de medición y control las 24 hrs, los 365 días del año.

Permite centralizar todas las mediciones y controles de equipamientos diversos en una única plataforma; lo que ayudaría a realizar estudios para la toma de decisiones, planificar proyectos o tareas de mejoramiento en los servicios.

Como ya se menciona antes la función principal es la transmisión de datos a la superficie, existiendo varios métodos de transmisión que están en función de la necesidad existente.

- Telemetría electromagnética.

Aquí una antena emisora de ondas electromagnéticas, enterrada cerca del equipo de perforación transmite una corriente eléctrica hacia la formación de manera constante, lo que genera una onda electromagnética, la cual se propaga a lo largo del pozo. Los datos son transmitidos por modulación de la corriente eléctrica transmitida y se decodifican en superficie.

- Telemetría acústica.

Este sistema aprovecha el medio elástico de la tubería para enviar los datos, Su única debilidad es que sufre de atenuaciones en la transmisión de la señal por pérdidas al recorrer la longitud de la tubería.

- Telemetría eléctrica.

Los datos son enviados por un circuito especial maquinado en la tubería. Una de sus principales características, es que este circuito debe de ser implementado a lo largo de la tubería, ha demostrado poca eficiencia así como también altos costos en la operación, su principal aplicación se encuentra en pozos que se deben perforar con aire o espuma.

- Telemetría de pulso en el lodo.

Existen 3 tipos de pulso los cuales son:

-Pulso negativo. La herramienta causa un pulso negativo de presión, es decir una baja de presión respecto al promedio en el lodo. No es el

preferido ya que la baja de presión puede afectar la efectividad del lodo para la limpieza del pozo.

-Pulso positivo. Se crea una restricción momentánea en el flujo, causando un aumento de presión en el lodo.

-Onda Continua. Crea una frecuencia que es transmitida por el lodo.

Registro Survey de Geonavegación

Un pozo direccional puede ser descrito en función de su inclinación, profundidad medida y azimut. La herramienta llamada Survey o de geoposición, proporciona la inclinación y azimut del pozo en ciertos puntos de la trayectoria. Las mediciones se realizan por estaciones, debido a esto se realiza una discretización de la trayectoria al final mediante un método numérico para así obtener la trayectoria real del pozo.

Este registro de posicionamiento o survey se corre por medio de cables, lo que provocaba tiempo no productivo del equipo para obtener la medición en cada estación a lo largo de la ruta del pozo perforado. Una característica importante de esta herramienta era que se debía de colocar lo más cercano a la barrena, ya que de esta forma se obtendrán las mediciones de posición con una mayor precisión.

El direccionamiento de este dispositivo es muy interesante ya que en un principio, se medía la posición cada determinada distancia, para asegurar que continuara con la ruta correcta y en el caso dado de que la trayectoria se hubiera desviado se corregiría inmediatamente usando alguna herramienta desviadora o haciendo alguna reconfiguración del ensamble de fondo del pozo, para lo cual era necesario sacar la sarta del pozo y desperdiciando grandes cantidades de tiempo.

Posteriormente se le adaptó el equipo para guiar la trayectoria del pozo usando un motor de fondo, que usaba la energía del lodo para funcionar, sin hacer girar toda la sarta, pero su mayor inconveniente era que generaba arrastre y agujeros irregulares.

Relevamientos Direccionales

Los relevamientos direccionales proporcionan por lo menos tres datos fundamentales:

- La profundidad media.
- La inclinación
- El azimut del pozo

A partir de estos datos, se puede calcular la locación del pozo. Las técnicas de relevamiento abarcan desde el uso de instrumentos magnéticos de un solo disparo hasta sofisticados giroscopios.

Relevamientos magnéticos

Los relevamientos magnéticos registran la inclinación y la dirección del pozo en un punto dado (un solo disparo) o en muchos puntos (disparos múltiples), utilizando un Inclinómetro y una brújula, un cronometro y una cámara.

Los relevamientos giroscópicos

Los relevamientos giroscópicos brindan mayor precisión utilizando una masa giratoria que apunta a un dirección conocida. El giroscopio mantiene su orientación para medir la inclinación y la dirección en estaciones específicas del relevamiento.

Hoy en la industria petrolera busca desarrollar métodos giroscópicos de relevamiento no invasivos que se puedan utilizar durante la perforación.

Giroscopio

Es un dispositivo mecánico que sirve para medir, mantener o cambiar la orientación en el espacio de algún aparato.

Inclinómetro

Inclinómetro o escoliómetro instrumento usado en la topografía, para medir la inclinación de un plano con respecto a un horizonte

CONCEPTOS DE GEONAVEGACION

Sección geológica

Una sección geológica es una representación gráfica de la intersección de los cuerpos geológicos en el subsuelo con un plano vertical de una orientación determinada. Es un perfil del terreno donde se representan los diferentes tipos de rocas, su constitución y estructura interna y las relaciones geométricas entre ellas. Es un modelo aproximativo de la distribución real de las rocas en profundidad, coherente con la información disponibles sobre superficie y subsuelo.

Secciones sísmicas

Una representación de datos sísmicos a lo largo de una línea, tal como un perfil sísmico 2D o un perfil extraído de un volumen de datos sísmicos 3D. Una sección sísmica consta de numerosas trazas con la localización dada en el eje x y el tiempo de viaje doble (ida y vuelta) o la profundidad en el eje y. Esta sección se denomina sección de profundidad si ha sido convertida de tiempo a profundidad y sección de tiempo si esto no se hizo.

Mapas de isopacas

Esta representación de datos del subsuelo tiene como objetivo el determinar el volumen de roca de un yacimiento y principalmente se pueden obtener valores estimados de saturaciones y volúmenes originales de hidrocarburo.

Los mapas de isopacas tienen como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos con el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para obtener curvas con valores aproximados.

GEONAVEGACIÓN

Introducción

Una colocación correcta de los pozos es vital para el éxito de cualquier programa de perforación. La colocación de los pozos se vuelve cada vez más crítica a medida que las compañías de exploración y producción recurren a los pozos de alcance extendido para acceder al petróleo cuya recuperación resultaría económicamente poco atractiva con la tecnología convencional. Con el incremento de la tecnología para pozos de alcance extendido en las cuencas maduras, el tamaño y la complejidad de los objetivos de perforación están cambiando como nunca antes.

La tecnología ha tenido que avanzar al mismo paso que las demandas de la industria de exploración y producción. Para perforar a mayores profundidades, alcanzar distancias más extensas o explotar objetivos múltiples, las trayectorias de perforación han evolucionado para pasar de pozos verticales a pozos direccionales, de alto ángulo, horizontales y de alcance extendido. Con el advenimiento de los sistemas rotativos direccionales, la tecnología de perforación direccional ahora proporciona capacidad de respuesta y velocidad en lo que respecta a ajustes de trayectorias de pozos absolutamente inimaginables en el pasado, cuando los perforadores direccionales sólo podían recurrir a los empalmes acodados y a la combinación justa de peso sobre la barrena y revoluciones por minuto para modificar las trayectorias.

A medida que evoluciona la tecnología de geonavegación, los objetivos de perforación deben ser definidos en términos diferentes. La geometría era el elemento prevaleciente cuando los pozos verticales se orientaban a lo largo de una línea recta hasta alcanzar la profundidad total, directamente por debajo del equipo de perforación. Los objetivos de los pozos direccionales también se definían geométricamente para crear una trayectoria a lo largo de una serie de coordenadas ubicadas a cierta profundidad, distancia y dirección con respecto al equipo de perforación. Sin embargo, se requiere una nueva referencia para orientar la barrena y de este modo satisfacer el actual desafío de maximizar la exposición de los pozos productivos.

En lugar de perforar geométricamente hasta alcanzar un punto o varios puntos del subsuelo, los equipos a cargo de la colocación de pozos orientan sus pozos a través de los alcances extendidos del yacimiento. La colocación óptima de pozos requiere la capacidad de dirigir el pozo a lo largo de un trayecto que se define no tanto por geometrías preconcebidas sino por los límites de yacimiento observados. La tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) desempeña un rol crucial en lo que respecta a la detección de esos límites.

En la década de 1980 las herramientas MWD (medición durante la perforación) y LWD (adquisición de registros durante la perforación) había mejorado notablemente el posicionamiento de pozos esto dio como consecuencia que se maximizara la producción de los yacimientos así como también el desarrollo de yacimientos económicamente poco viables.

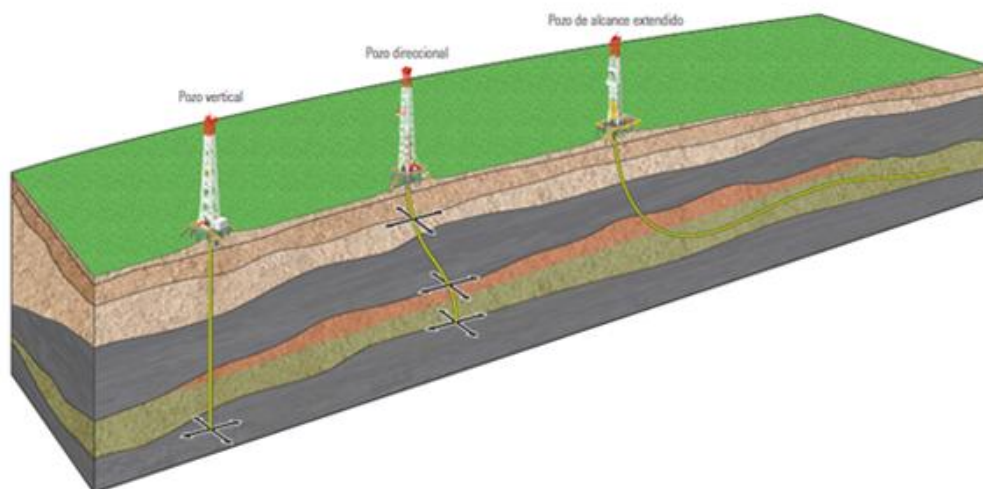


Figura 48

En la figura 48 se muestra la evolución de los objetivos de perforación. A medida que los campos maduran y declinan, se tiene que recurrir a tecnologías más complejas para extraer las reservas remanentes. Las mejoras introducidas en la tecnología de perforación inspiran objetivos de perforación cada vez más desafiantes. Anteriormente se buscaba alcanzar puntos dentro del yacimiento definidos en coordenadas (x,y,z) ahora se busca dirigir la orientación del pozo a lo largo del yacimiento para tener el mayor contacto posible dentro de la zona productora de este último.

Las tecnologías de geonavegación, pozos horizontales y alcance extendido en conjunto son tecnologías para la construcción de pozos que se pueden dirigir tridimensionalmente por el subsuelo para maximizar la producción de los hidrocarburos por medio de un solo pozo, ya que este, tendrá más contacto en la zona productora del yacimiento, en comparación con los pozos tradicionales. Este tipo de tecnología también es aplicada para pozos inyectores.

Posicionamiento del pozos

Para la planeación de los objetivos a ser explotados mediante de la perforación de un pozo horizontal se toman en cuenta características petrofísicas de la formación, análisis nodal de producción y el análisis de la información sísmica, como base y se integran mediante un simulador para planear la mejor trayectoria a seguir en el subsuelo.

En la figura 49 se ilustraran los principales componentes de un plan de posicionamiento de un pozo, en la figura se muestran tres objetivos, el objetivo 1 se le denomina “punto de aterrizaje” y es básicamente la posición en el subsuelo en donde se requiere que la etapa inclinada haga contacto con la zona de interés, productora o de inyección, a fin de poder permitir geonavegar la mayor longitud posible dentro de la misma.

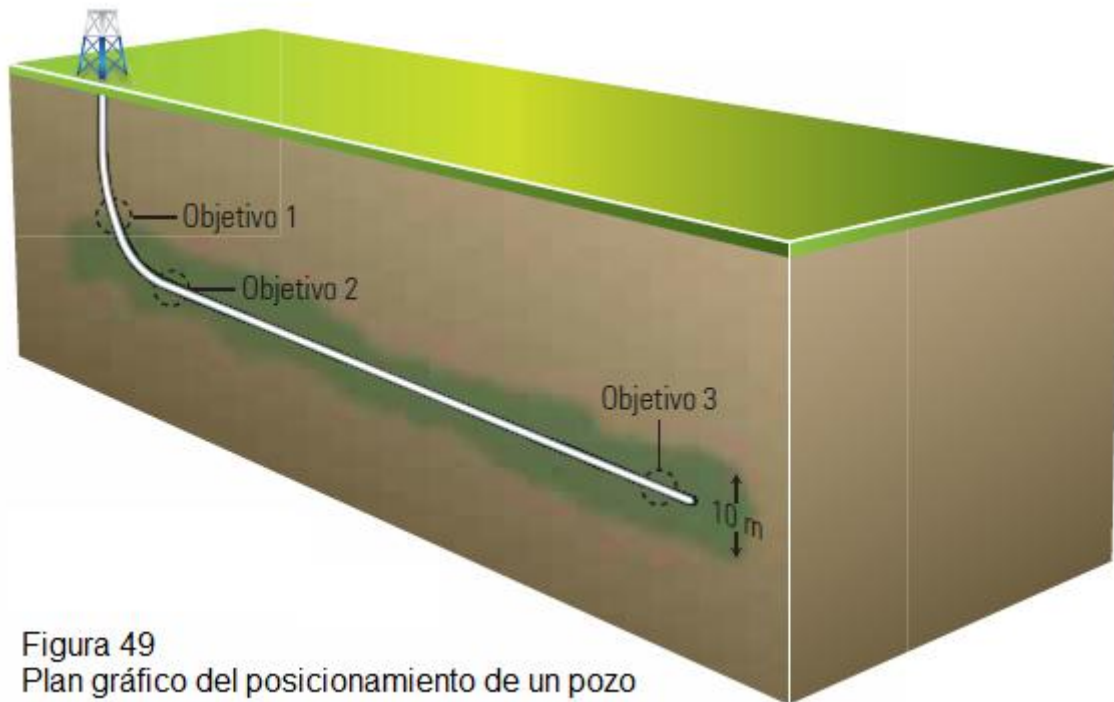


Figura 49
Plan gráfico del posicionamiento de un pozo

Si el punto de aterrizaje, no posee una inclinación adecuada puede afectar la etapa siguiente. Se pueden dar dos casos:

Caso 1

Inclinación insuficiente.- al ser insuficiente la inclinación y la capa a geonavegar muy delgada, se requerirá la construcción de una inclinación muy pronunciada para permanecer en la capa deseada, causando severas patas de perro y múltiples inconvenientes en las operaciones.

Caso 2

Inclinación de aterrizaje elevada.- cuando la inclinación de aterrizaje es muy alta y aun no se ha llegado a la cima del yacimiento, una parte del pozo quedara fuera del mismo antes del contacto, ya que mientras mayor es la inclinación, mas lento es el incremento en la profundidad vertical verdadera.

Después del punto de aterrizaje, el objetivo 2 sería el comienzo de la sección horizontal dentro de la zona productora del yacimiento o nuestra zona de interés. Y por último el objetivo 3 es el punto final planificado, que es hasta donde llegará el pozo dentro de la zona de interés.

En la etapa de planeación se deben considerar la localización del punto de aterrizaje, el espesor y la continuidad lateral del yacimiento, entre otros. Con la información previamente adquirida.

La perforación de un pozo horizontal puede resultar comprometida si no se corrige su trayectoria oportunamente o que no se alcance su objetivo principal que es; perforar la mejor y más larga zona dentro de la mejor posición del yacimiento, y esto puede pasar debido a las incertidumbres por falta de datos en la planeación, lo cual dio origen a las técnicas de geonavegación con las herramientas LWD. El programa de perforación muchas veces no se llega a cumplir en su totalidad debido a diversos factores, alguno de estos son los siguientes:

- Deficiencia en la resolución sísmica y conversión de tiempo a profundidad
- Incertidumbre geológica
 - o Echados locales y regionales
 - o Fallas geológicas
 - o Falta de continuidad lateral del objetivo
- Incertidumbre con respecto a la trayectoria
 - o Distancia entre registros
 - o Precisión de los componentes del MWD inclinómetro y magnetómetro
 - o Influencia del arreglo y posición del ensamble de herramientas de fondo y su interferencia magnética.

Por todos estos factores se han desarrollado técnicas que minimicen los riesgos y permitan la perforación del pozo en el lugar correcto dentro de la zona de interés del yacimiento.

Geonavegación en aterrizajes de pozos

Como se comentó anteriormente una parte vital para la perforación horizontal es el aterrizaje que es la correcta llegada del pozo al intervalo de interés del yacimiento. De no ser así, pueden presentarse salidas del yacimiento, tanto por la cima o la base, requiriendo el uso de patas de perro para hacer correcciones, que complicarían la terminación del pozo.

Para asegurar un buen aterrizaje dentro del intervalo de interés, las compañías operadoras normalmente optan por pozos de diversos tipos, los cuales varían según la necesidad o el objetivo, por mencionar algunos ejemplos tenemos el pozo vertical que nos provee de información de lo que sucede antes del punto de aterrizaje, otro es el pozo piloto de de alto ángulo como se ilustra en la figura 50, el

cual brinda información después del punto de aterrizaje planificado (punto M). Con esta información se planifica el aterrizaje del pozo (punto N) asumiendo capas horizontales o una continuidad lateral homogénea. Sin embargo el yacimiento puede estar inclinado o adelgazado, por lo tanto la previsión para el punto N podría ser incorrecta, siendo posteriormente el punto N' el punto correcto para el aterrizaje del pozo.

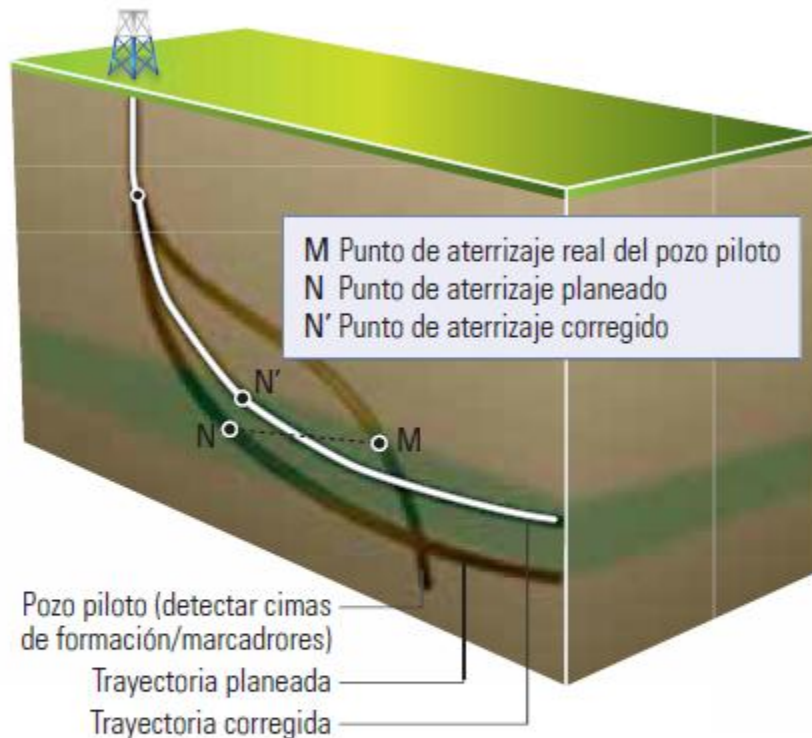


Figura 50
Se puede apreciar las trayectorias de los pozos pilotos, planeada y corregida con sus respectivos puntos de aterrizaje.

Si no se llega a corregir el punto de aterrizaje por las variables anteriormente mencionadas, el pozo puede salir por la base del yacimiento. Y es cuando se aplican las técnicas de geonavegación así como la información reunida con los pozos pilotos, que disminuyen la incertidumbre, nos pueden ayudar a prevenir complicaciones durante la perforación horizontal.

Geonavegación en pozos horizontales

La tecnología de perforación ha avanzado rápidamente en los últimos años, la perforación de alcance extendido ha sobrepasado la barrera de los 10 km al menos 10 veces, y numerosos operadores se encuentran planeando pozos cuyo alcance comprenda entre los 11 y 15 km.

Para lograr maximizar el área de producción, la geonavegación en pozos horizontales, ha sido considerada una técnica imprescindible, y muchas de las compañías operadoras recurren a estas técnicas para disminuir riesgos.

Estas técnicas pueden variar de acuerdo al objetivo del pozo (productor/inyector), pero lo que tiene en común es la información en tiempo real transmitida por los sistemas de telemetría de las herramientas MWD y LWD, así como el uso de paquetería especializada para su interpretación y con esta información los ingenieros de geonavegación pueden tomar medidas oportunas para perforar el pozo sin abandonar el yacimiento, también mantenerse alejados de los contactos agua-aceite y gas-aceite.

En la primera fase, se hace el estudio de pozos vecinos, si se tiene disponibles, y de una sección sísmica del yacimiento, y con esta información se determina que cuales técnicas son más apropiadas para abordar la problemática que presenta el yacimiento y cumplir los objetivos de la geonavegación.

En la segunda fase, denominada de ejecución, los datos del pozo obtenidos en tiempo real mediante las herramientas LWD son transmitidos a la superficie para ser posteriormente reenviados al centro de toma de decisiones.

En el centro de toma de decisiones, un grupo encargado de la geonavegación del pozo efectúa las interpretaciones necesarias (cálculo de echados, actualización de modelos, correlaciones de los pozos entre otras) y poder tomar una decisión, que será reenviada al equipo de trabajo para ejecutar los cambios de trayectoria necesarios para mantener el pozo en una óptima localización dentro del yacimiento.

Etapa post mortem es la actualización de la información para su uso posterior en la correlación de un nuevo pozo vecino dentro del mismo yacimiento.

Técnicas de geonavegación

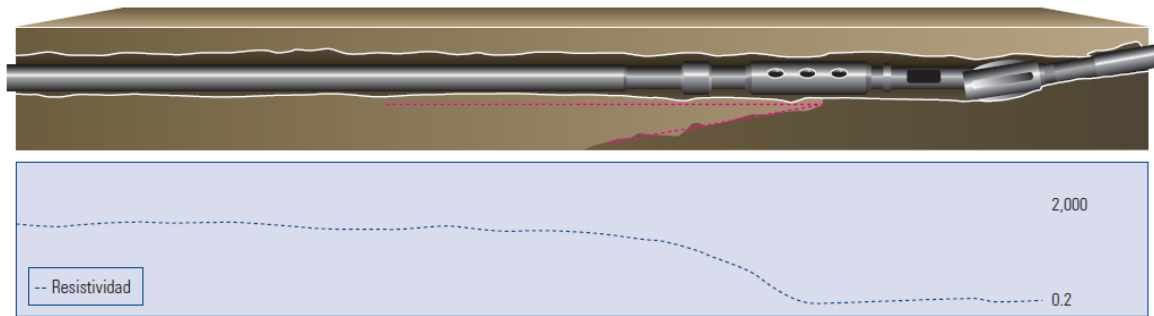
De acuerdo al tipo de información obtenida en tiempo real existen cuatro técnicas de geonavegación, y cada una tiene sus ventajas y desventajas las cuales se deben de evaluar en la etapa previa al trabajo para definir cuál es la más adecuada considerando las propiedades petrofísicas del yacimiento.

- Curva simple

Esta técnica utiliza la información obtenida por la herramienta LWD (resistividad, rayos gamma, densidad, etc.) para la toma de decisiones. Esta muestra el valor promedio del volumen de la roca alrededor del instrumento de medición.

En el ejemplo de la figura 51, el pozo está siendo perforado dentro del yacimiento y se aproxima a una formación indeseada de alta conductividad. La curva de

resistividad medida muestra la aproximación de la herramienta a la formación; sin embargo, no indica si lo hace por la parte inferior o superior del pozo.



Curva simple—Únicamente detecta la existencia de interfase alta resistividad-baja resistividad

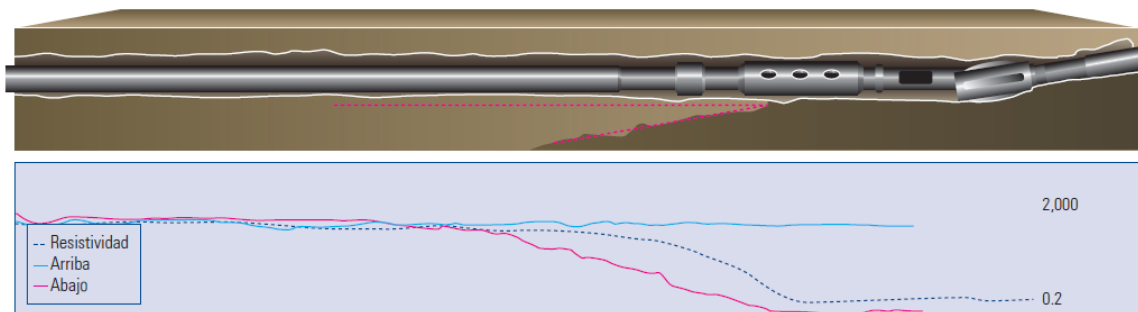
Figura 51

Ejemplo de la aproximación a una formación indeseada de alta conductividad en el que se dispone de sólo una curva de resistividad simple.

- Curvas azimutales

La evolución de las herramientas LWD ha permitido obtener diferentes tipos de mediciones en una formación azimutal, de forma perpendicular a la herramienta, es decir, en diferentes sectores del perímetro del pozo, permitiendo conocer la resistividad por encima y por debajo del pozo.

En este caso se dispone de más información que en el ejemplo de la figura 51, con la ayuda de las curvas azimutales se puede determinar que el pozo se aproxima a la formación de lutitas por la parte inferior del pozo.



Curvas azimutales—Indican la dirección de los componentes de la interfase

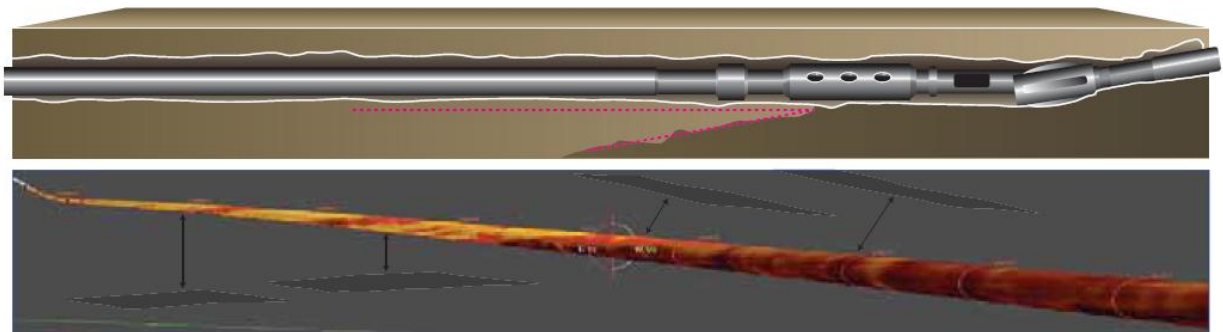
Figura 52, es el mismo ejemplo de la Figura 51, pero disponiendo de mayor información. Las curvas azimutales permiten inferir que el pozo se aproxima a las lutitas por la parte inferior del pozo.

Con toda la información que se tiene hasta este momento se puede tener una geonavegación con mas posibilidades de éxito, pero surgen varias preguntas tales como: ¿Qué tan rápido se aproxima el pozo a la formación indeseada?, ¿Cuál es el ángulo en que se encuentra respecto a la trayectoria del pozo? Y para responder a estas preguntas, se recurre a la tercera técnica de geonavegación imágenes de pared de pozo.

- Imágenes

Las imágenes son informaciones azimutales de diversos sectores del perímetro del pozo tomadas con diferentes tipos de herramientas (resistividad, rayos gamma, densidad, calibre del agujero entre otras) que dependiendo del dispositivo de medición, pueden contener 16, 64 o más sectores de medición, que gracias a la evolución de las herramientas MWD, pueden ser enviadas a la superficie lo que llevo a la geonavegación a usar imágenes.

En la figura 53, se ilustra el uso de imágenes utilizando el ejemplo de los dos casos anteriores, en este caso, el cálculo de echados ayuda a determinar el ángulo de llegada a la formación indeseada, permitiendo recalcular la trayectoria del pozo y que este continúe dentro del intervalo de interés.



Imágenes—Indican echado verdadero

Figura 53

El mismo ejemplo de curva simple y curvas azimutales, pero ahora incluyendo el uso de imágenes de pared de pozo para calcular los echados, lo cual permite reprogramar la trayectoria del pozo para retornar al yacimiento.

Una desventaja de esta técnica es que para conocer el echado de una capa en particular, ésta debe de ser atravesada.

- Geonavegación proactiva

Esta técnica de geonavegación, compensa la desventaja primordial de la anterior técnica de geonavegación, ya que, por medio de la herramienta PeriScope, puede medir la aproximación a las formaciones indeseadas en los 360 grados alrededor del pozo. Una cualidad de esta herramienta es que provee la distancia a la barrena, el ángulo y la resistividad de la formación más allá del extremo del pozo, Esto se conoce con el nombre de geonavegación proactiva, ya que no es necesario entrar en contacto con la formación indeseada para conocer su ubicación.

En la figura 54 se muestra un modelo bidimensional de resistividades que muestra el cambio de trayectorias para evitar salir del yacimiento por la parte superior (zona clara). Esta información permitió el cambio oportuno de trayectoria gracias a la herramienta PeriScope.

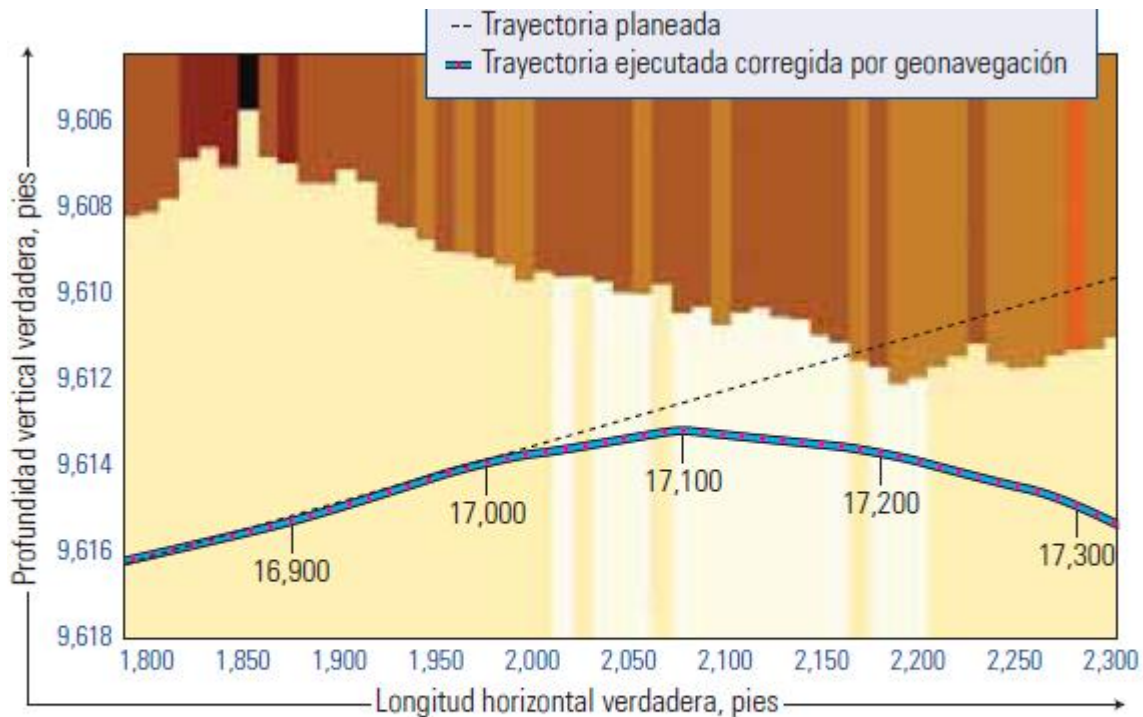


Figura 54
Comparación entre la trayectoria planeada y la ejecutada.

El uso de técnicas de geonavegación de pozos ayuda a disminuir, y en algunos casos eliminar, las incertidumbres en pozos horizontales. Esto es de gran valor, ya que cada vez es más común la perforación de pozos horizontales con el objetivo de mejorar la producción a través de un mayor contacto con el yacimiento, o para la exploración de yacimientos antes considerados imposibles de alcanzar.

Algunas deficiencias de la geonavegación con la LWD son las siguientes:

- Los equipos a cargo de las operaciones de colocación de pozos deben reconocer que trabajan con profundidades de investigación someras cuando utilizan herramientas de evaluación de formaciones ya que las operaciones de geonavegación, sólo pueden ver algunas pulgadas dentro de la formación.
- Las herramientas LWD convencionales deben estar posicionadas a pocas pulgadas de distancia de un contacto o un límite de capas para poder detectar su presencia, lo que deja poco tiempo para efectuar ajustes en la geonavegación.
- Las mediciones LWD convencionales son en general demasiado someras para advertir en forma oportuna acerca de la aproximación de límites de

capas o límites de fluidos y de este modo impedir que se produzcan desviaciones respecto de la zona productiva. Este problema se complica cuando la falta de referencias direccionales en relación con estos límites, hace que el equipo a cargo de las operaciones de geonavegación deba predecir el curso correcto para evitar salir de la zona.

- Una profundidad de investigación somera puede conducir a una operación de geonavegación reactiva en la que la trayectoria sólo se modifica cuando la barrena perfora más allá del tope o la base de una zona productiva. Las operaciones de geonavegación reactivas pueden generar un menor contacto en el yacimiento, trayectorias de pozos ondulantes y operaciones de terminación de pozos complicadas y problemáticas.

Tecnologías GeoVision y PeriScope

El posicionamiento de los pozos en la zona de interés puede ser dirigido mediante los servicios de direccionamiento, los cuales ayudan a tomar decisiones durante la perforación, transmitiendo en tiempo real las mediciones geológicas y orientan a los ingenieros en la toma de decisiones.

GeoVision (GVR)

La herramienta de resistividad GeoVision (GVR por sus siglas en inglés) pertenece al grupo de herramientas Laterolog las cuales emiten corriente a través de la pared del pozo desde un electrodo hacia la formación, posteriormente la corriente regresa a otro electrodo de la herramienta. Al necesitar un circuito eléctrico cerrado para tomar las mediciones, se corre en lodos base agua.

Los flujos de corrientes eléctricas de esta herramienta pueden focalizarse hacia la formación que se encuentra frente al electrodo. Este principio, junto con las características azimutales que indican la ubicación del punto de medición permite la generación de imágenes de pared.

Las imágenes de pared, a su vez, permiten la detección de varias características de las formaciones tales como echados, fallas, fracturas o efectos de la mecánica de perforación como los derrumbes de pared de pozo.

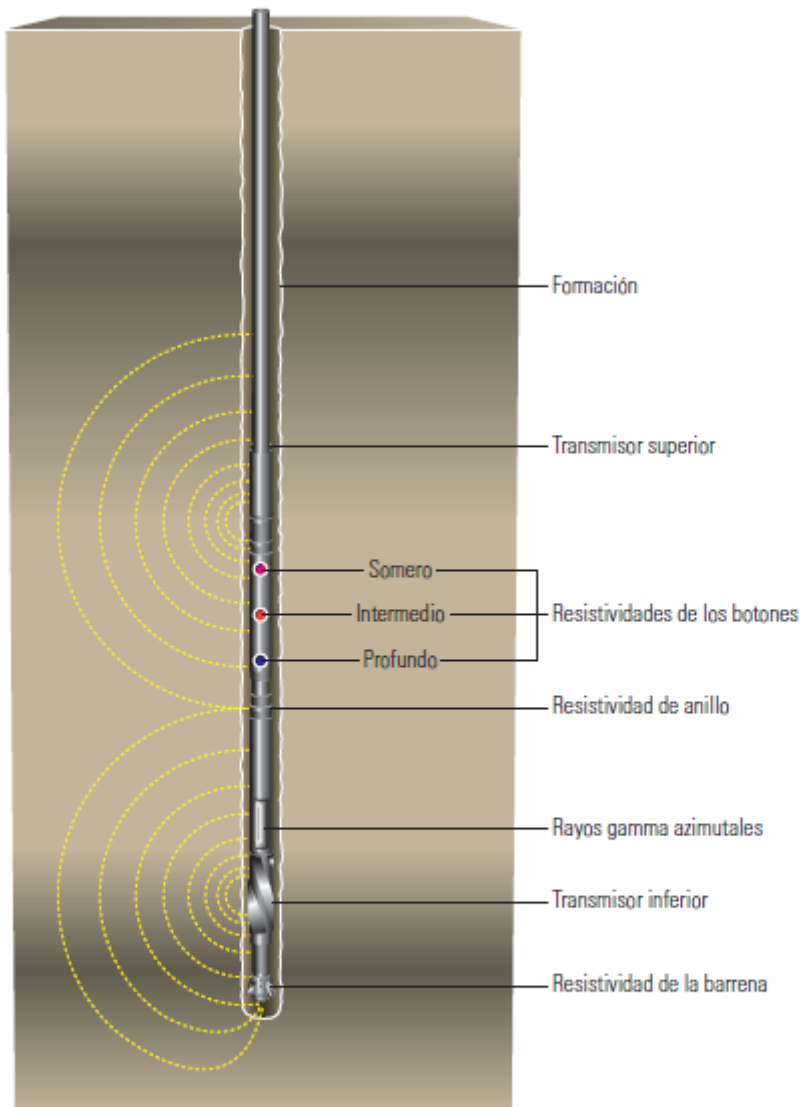


Figura 55
Esquema de la herramienta GeoVision (GVR) y de los flujos de corriente que emiten y recibe.

En la figura 55 se ilustra un esquema de la herramienta GVR, y las mediciones proporcionadas son:

- Resistividad en la barrena; la barrena es utilizada como un electrodo.
- Anillo de resistividad; anillo cilíndrico que provee resistividad focalizada tipo Laterolog.
- Resistividad de electrodos puntuales (que proveen 3 profundidades de investigación) e imágenes.
- Curva de rayos gamma azimutal e imágenes.

Las mediciones mencionadas y la relativamente corta distancia a la barrena a la que mide, hacen que la herramienta GVR sea extremadamente útil para la geonavegación. A continuación se detallaran a profundidad los puntos anteriores.

Uso de la resistividad en la barrena para la geonavegación

Esta herramienta tipo Laterolog emite corriente a través de la barrena y todo componente conductivo en el fondo de la herramienta un ejemplo es el motor de fondo que convertirá en electrodo de retorno de la corriente. Mientras mayor sea la longitud del electrodo, la resolución se degradara, por lo tanto, se debe utilizar como medida cualitativa y no cuantitativa para geonavegar, un requerimiento de la herramienta es que se debe de colocar lo más cercana a la barrena.

La resistividad en la barrena como medida cualitativa, permite detectar respuestas características inmediatas con forme se aproxima a una formación más conductiva. Se recomienda en muchos casos la interpretación combinada con otras medidas y con el modelo geológico para validar la información y poder tomar una correcta decisión.

Una aplicación de la resistividad en la barrena es conocida como geodetención, la cual indica el momento en que a barrena entra en contacto con la cima del yacimiento en la etapa de aterrizaje. Esta aplicación se puede emplear en lodos base agua como base aceite, en este último funciona cuando al colocar un alto peso en la barrena el contacto en la formación permite que el circuito eléctrico se cierre y se obtenga una resistividad puntual, la cual solo es posible con esta herramienta.

Anillo de resistividad de electrodo de anillo y de electrodos puntuales

Las resistividades de electrodo de anillo y electrodos puntuales únicamente pueden ser medidas en lodos conductivos. La invasión de lodo puede afectar a estas resistividades debido a su poca profundidad de invasión; sin embargo a diferencia de las otras esta será más cuantitativa de las resistividades proporcionadas por la herramienta GVR, ya que los electrodos presentan un patrón de investigación debido a sus diferentes profundidades de investigación.

Validación del modelo geológico mediante imágenes obtenidas en tiempo real

Los electrodos proporcionan las lecturas de las imágenes, ya que se enfocan en tres profundidades diferentes de investigación (figura 56). La herramienta toma mediciones en 56 sectores diferentes alrededor del pozo y cuya ubicación es conocida gracias a su sistema de orientación, esto permite saber lo que la herramienta está midiendo arriba, abajo, derecha o izquierda del pozo.

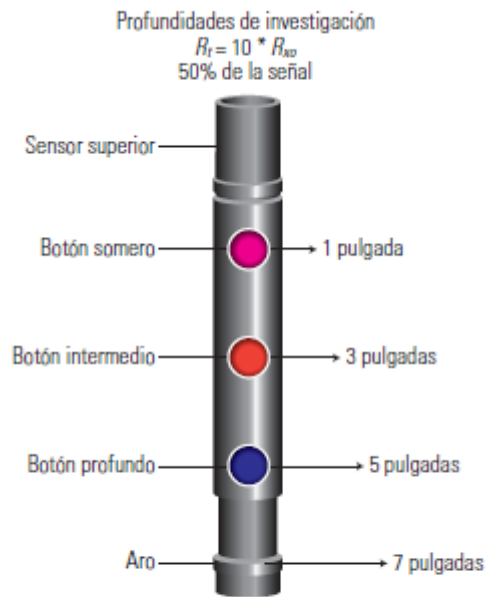


Figura 56
 Disposición de los electrodos puntuales y del anillo de la herramienta GVR.

Las imágenes se orientan con respecto a la cima o parte alta del pozo, lo cual permite conocer en qué sentido está siendo atravesada la capa: en el de la trayectoria (+), contrario al sentido de la trayectoria (-) y de arriba hacia abajo – echado abajo – o de abajo hacia arriba – echado arriba- (Figura 57).

Con el valor proporcionado por las sinusoides que generan los rasgos planos – capas, planos de fractura, discordancias, juntas, entre otras – en las imágenes desarrolladas en un plano, es posible tomar una decisión de la barrena; por ejemplo, salir de la capa rápidamente, o si se desea retornar a una capa superior o inferior para continuar con la geonavegación.

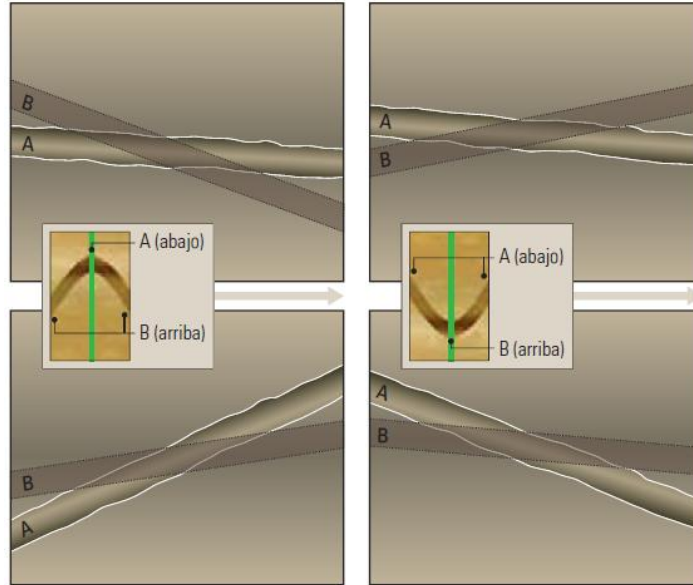


Figura 57
Imágenes GVR en un pozo atravesando capas geológicas de arriba hacia abajo (izquierda) y de abajo hacia arriba (derecha).

La incertidumbre causada por la limitación de la sísmica, el modelo geológico, la existencia de fallas subsísmicas y las propias de la ejecución de la trayectoria del pozo, se pueden reducir con el uso de imágenes adquiridas en tiempo real. Ya que las imágenes permiten la correlación del modelo geológico local a medida que se perfora. (Figura 58)

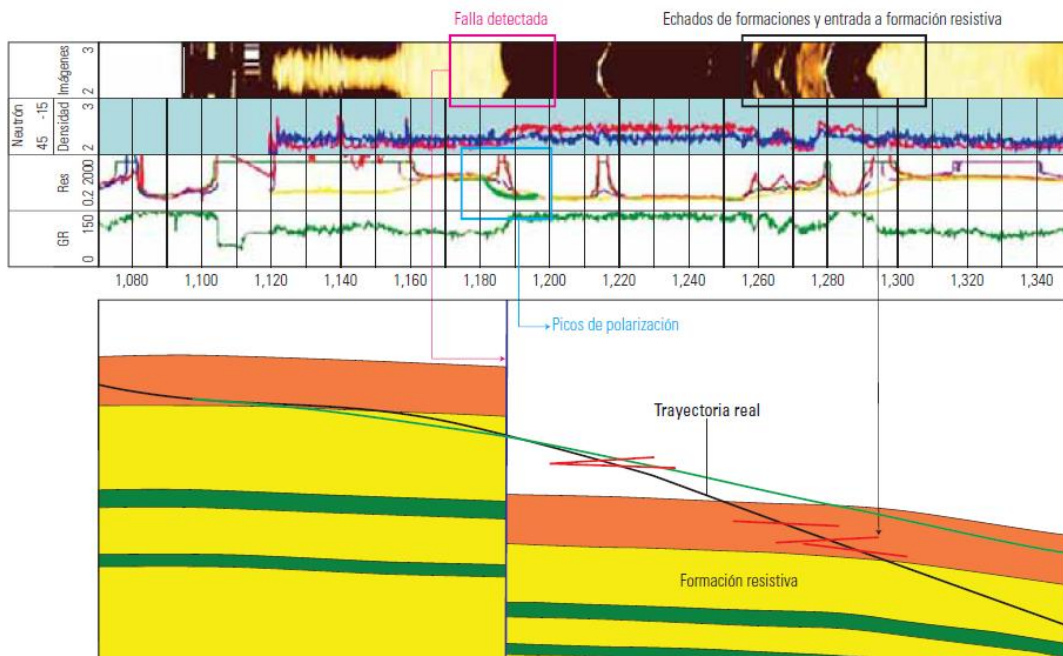


Figura 58
El modelo geológico local se correlaciona con las imágenes resistivas adquiridas en tiempo real con la herramienta GVS.

PeriScope

En el esquema de la herramienta PeriScope (Figura 59) R3 y R4 son dos receptores inclinados y T6 es un transmisor transversal a la herramienta convencional de propagación de Arreglo de resistividad Compensado arcVISION.

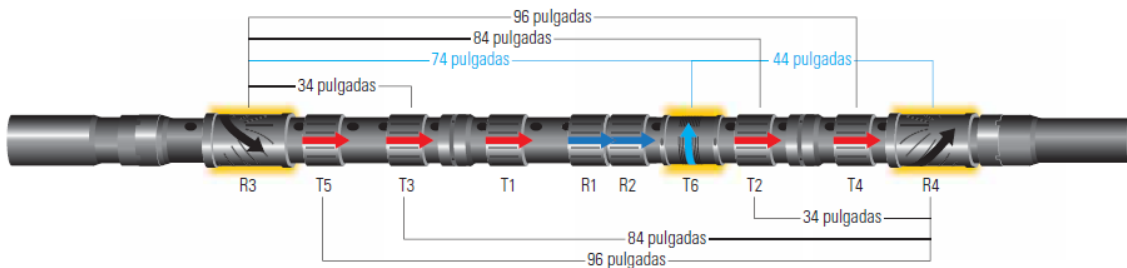


Figura 59
Esquema de la herramienta PeriScope

Los transmisores convencionales T1 a T5 son empleados para proporcionar resistividades convencionales y los receptores inclinados proveen la medición direccional. La herramienta PeriScope opera a frecuencias múltiples en modo de cambio de fase y de atenuación. Los receptores inclinados a 45° con respecto al eje de la herramienta, son particularmente sensibles a la dirección de la formación.

La herramienta de resistividad azimuthal profunda PeriScope provee de resistividad direccional con diferentes profundidades de investigación. Emplea el software RTGS (Real Time Geostreering Screen) para convertir las mediciones en estimaciones de dirección, distancia y resistividad de las capas cercanas.

Mediante la utilización de las mediciones electromagnéticas para las operaciones de geonavegación, la herramienta puede detectar contactos de fluidos y límites entre capas a una distancia de hasta 4.6 m [15 pies]. Otra cualidad de esta herramienta es la de determinar la dirección en la que yacen dichos contactos o límites de capas. Estas mediciones direccionales son sensibles a las capas adyacentes y proveen estimaciones precisas de la resistividad de las capas adyacentes, ayudando a los equipos a cargo de las operaciones de geonavegación a detectar las zonas de alta resistividad. Esta interpretación permite la constante actualización de los modelos bidimensionales de acompañamiento que permite modificar la trayectoria durante la perforación.

La información sobre la distancia y azimut permite la navegación dentro de las zonas de interés tanto en una profundidad vertical verdadera como en azimut relativo a la resistividad de las capas vecinas sin tener que atravesarlas (figura 60).

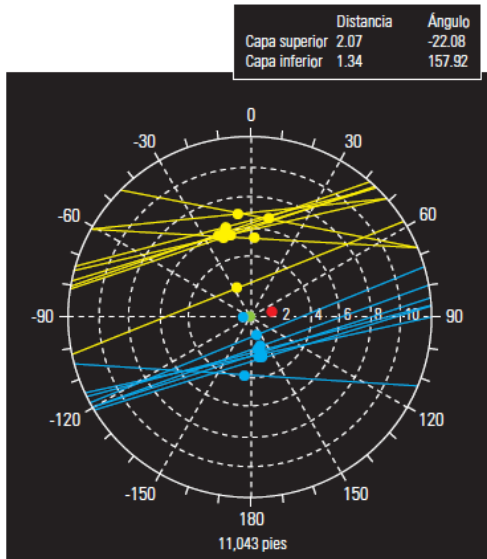


Figura 60

Se muestra en la pantalla del simulador de perforación PeriScope, una profundidad de 11 043 pies (3365.90 metros) donde se observan las proyecciones de:

- Punto de medición de la herramienta (punto verde, en el centro)
- Barrena (punto azul aislado, casi en el centro)
- Superficie de contacto de la capa superior (puntos y líneas amarillas)
- Superficie de contacto de la capa inferior (puntos y líneas azules)

La distancia entre el punto de medición (punto verde) y la superficie de contacto es indicada por los círculos concéntricos cada 2 metros y la dirección por radios de 30°.

El simulador asume que el estrato que se está perforando esta a 2.07m arriba del punto de medición y 1.34m por debajo del mismo, lo que nos da un espesor de 3.41, y que tanto las líneas azules y las líneas amarillas son superficies planas y paralelas entre sí.

Diferencias en los servicios PeriScope y GVR

Herramienta GVR

La herramienta GVR es una herramienta de tipo reactivo, ya que es necesario que cruce, o por lo menos contacte, la capa para que se tome una decisión sobre el cambio de trayectoria. Lo cual puede significar varios metros de perforación dentro de una zona estéril o de mucha dificultad para retornar a la zona de interés, sobre todo en condiciones geológicas y de perforación particulares.

La determinación de echados en tiempo real requiere que las capas hayan sido atravesadas a un ángulo constante, de lo contrario, el valor calculado será incorrecto, lo cual conduce a una incertidumbre durante la geonavegación, aunque este puede ser mitigado por la experiencia del ingeniero de geonavegación y el conocimiento de probables ondulaciones locales de las capas imperceptibles en la sísmica.

En este sentido, las imágenes confirmarían el echado estructural de la secuencia que está siendo atravesada, pero sin proveer información de lo que se encuentra adelante

Herramienta PeriScope

Con la herramienta PeriScope se pueden detectar de capas vecinas indeseadas con anticipación y a cierta distancia frente a la barrena, lo que permitirá tomar

decisiones de la trayectoria con anticipación. Sin embargo, la detección requiere el conocimiento de las resistividades de las capas del modelo del yacimiento y cuáles de estas deben ser detectadas por la herramienta, por lo que se necesitara de un trabajo previo, para conocer si la herramienta podrá cumplir los objetivos deseados bajo ciertas características del yacimiento.

Además de las medidas azimutales proporcionadas por las imágenes, la herramienta PeriScope no requiere que la capa sea atravesada para su detección y estimación aproximada de su echado, lo cual se logra por el contraste resistivo entre la zona de interés y las zonas que se desean evitar. La profundidad de investigación es de 4.6 m (15 pies), proporcionando datos azimutales, lo cual no es posible lograr con herramientas de propagación convencionales.

Para la herramienta PeriScope, las capas delgadas son un gran problema, ya que tendrá a mezclar las respuestas de las mediciones, proporcionando un modelo equivocado. En la figura 61 se muestran un modelo de inversión de resistividades afectado por la capa delgada. La figura ilustra la baja resolución y falta de definición de las resistividades resultantes del modelo de inversión.

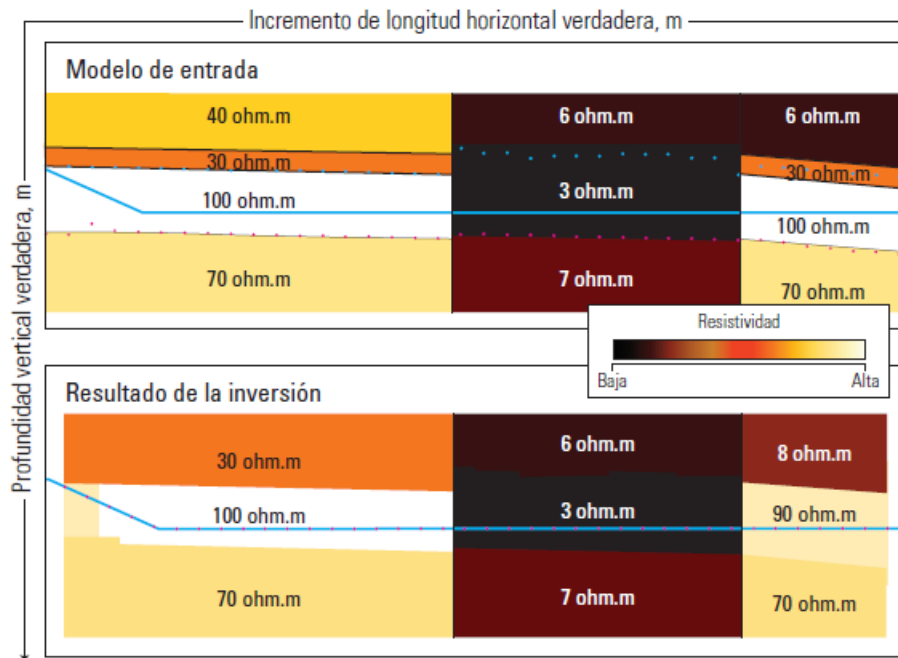


Figura 61
Modelo de inversión de resistividades afectado por capas delgadas, debido a la pobre resolución y falta de definición de las resistividades resultantes del modelo de inversión, no se definen las capas delgadas ni cambios sutiles de resistividad.

PeriScope y GVR en México

El uso de la herramienta PeriScope o GVR, o de ambas a la vez, es determinado previamente a la operación, donde se permitirá evaluar cual técnica es la más adecuada. En los pozos horizontales siempre será necesaria la perforación en tiempo real. Permitiendo que la técnica seleccionada anticipe las dificultades que puedan existir, para cumplir los objetivos de la perforación.

La herramienta PeriScope es un dispositivo que funciona con contraste de resistividad y no solo se limita al funcionamiento en areniscas o carbonatos, o rocas de ambientes sedimentarios específicos. Por lo tanto siempre será necesario de disponer de la mayor información previa posible. Asimismo, será necesario el trabajo en conjunto de todos los miembros para lograr el mayor éxito dentro de la perforación de un pozo.

Los ejemplos mencionados a continuación fueron tomados del libro México Well Evaluation Conference del año 2010, hasta esa fecha se habían realizado varios trabajos con la herramienta PeriScope en ambientes resistivos adecuado. Las imágenes obtenidas en tiempo real tienen un gran potencial de uso, principalmente en ambiente de capas delgadas en los que sería importante verificar la inclinación de la trayectoria es la adecuada con respecto al buzamiento regional. Ya que se lo contrario, se podría permanecer más tiempo de lo necesario en una zona de poco interés o salir del yacimiento muy rápido, si el ángulo relativo entre capa y trayectoria es muy alto.

En síntesis, la herramienta se desempeñara según se prevea en el trabajo previo realizado con la correlación de pozos vecinos, sísmica y el modelo de acompañamiento más detallado posible. Sin embargo la geología local, puede variar con lo que se tenía planeado causando ciertos contratiempos y es aquí donde las técnicas de geonavegación demuestran su gran utilidad.

Aplicación en la región norte de México

En la zona Norte del país, la perforación tradicionalmente resulta de forma vertical o de bajo ángulo de desviación, donde la producción promedio de este tipo de pozos no es de 8 MMpc/D. La compañía Pemex Exploración y Producción opto por nuevas alternativas para maximizar la producción de sus pozos entre ellas la perforación horizontal, diseñada específicamente para áreas en donde los yacimientos son delgados y de una buena permeabilidad.

El desafío principal en este tipo de pozos consiste en mantener largos intervalos dentro de la formación productora, a pesar de las complejidades geológicas del subsuelo. A continuación se describen algunos casos de pozos horizontales como el pozo General 3H, en la zona Norte.

Pozo General 3H

Para este proyecto fue necesario el uso de la herramienta PeriScope, lo cual permitió obtener datos de las capas vecinas superiores e inferiores a la franja del yacimiento, con lo que se pudo predecir si el pozo permanecía o se alejaba, hacia arriba o hacia abajo, de la zona de interés. Con la herramienta PeriScope, se hicieron las estimaciones correctas de distancia, entre el agujero en construcción y las capas adyacentes, para perforar 110 metros dentro del yacimiento, en una zona compuesta 100% de arenisca. De este modo se maximizo el área de contacto de la sección horizontal del pozo con la formación productora, obteniendo una producción de 22MMpc/D.

En el bloque de la figura 62 se muestra el modelo geológico de la zona de interés a partir de una sección sísmológica, de color amarillo se representa la zona de interés que son areniscas y de color verde las lutitas que encierran a la formación de areniscas. Las trayectorias de los pozos piloto, horizontal y de correlación están proyectadas sobre el modelo. El bloque central muestra de arriba hacia abajo las curvas de las herramientas LWD corridas en el pozo horizontal. En el cuarto carril se observan las curvas resistividad electromagnética de ARC; en el tercer carril las curvas de rayos gamma; en el segundo carril las curvas sin inversión de atenuación del PeriScope y en el primer carril las curvas crudas en fase del PeriScope.

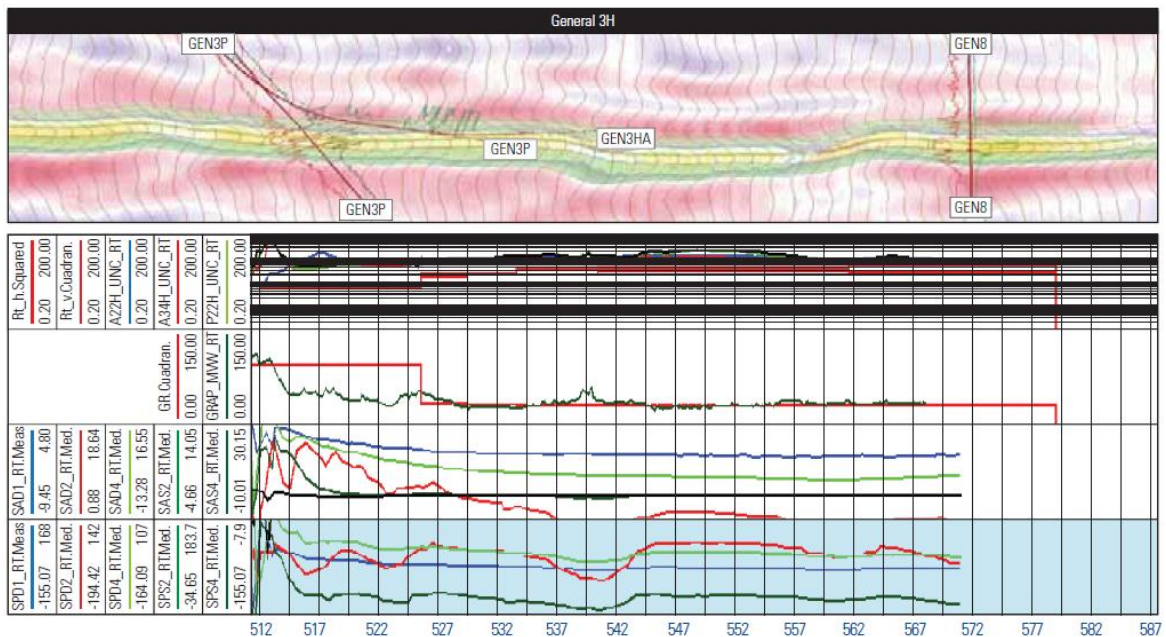


Figura 62

El cuadro superior es la sección sísmica con proyección de pozo de correlación (derecha), con pozo piloto y pozo horizontal en perforación (izquierda).

El cuadro inferior son registros durante la perforación del pozo horizontal en perforación.

Las curvas crudas son procesadas mediante el algoritmo de inversión del software RTGS para conseguir una respuesta como en la figura 63.

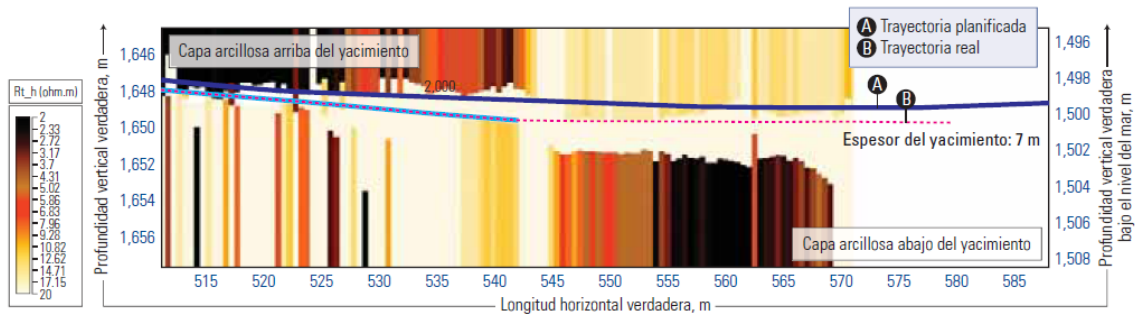


Figura 63
Modelo de resistividades arriba y abajo del yacimiento adquiridas durante la perforación del pozo horizontal.

Estas respuestas se conocen como canvas de inversión y representan con colores la conductividad eléctrica de la zona por encima y por debajo de la zona de interés. Los colores oscuros, en diversas gradaciones, indican conductividades más altas (baja resistividades), mientras que los colores claros indican bajas conductividades eléctricas (altas resistividades), correspondientes a la arenisca de interés.

En el ejemplo se muestran los límites superiores e inferiores de la geonavegación, la línea azul marino (línea A) es la trayectoria planteada y la línea roja es la trayectoria real (línea B). La definición, de la capa superior se atenúa a partir de la LHV (longitud horizontal verdadera) a los 545 m debido a que sus valores de resistividad se salen del rango de lectura de las curvas utilizadas en la inversión mostrada en la pantalla y a que la trayectoria se aleja de esta capa. La trayectoria ejecutada se encuentra en el centro de la zona de arenisca de mayor resistividad en color blanco.

En el pozo General 3H la herramienta PeriScope ayudo a guiar el pozo sin riesgo de tocar las capas superior e inferior, o que genero una trayectoria real ligeramente más profunda en PVV (profundidad vertical verdadera) que la estimada.

Las curvas de LWD no varían significativamente a partir de 525.7 m de la LHV (longitud horizontal verdadera) hasta el fondo del pozo, lo que es evidencia que el pozo esta siendo perforado en la misma formación. Las lecturas de rayos gamma son bajas, correspondientes a zonas sin arcilla, y de resistividades altas. Donde cualquier cambio brusco de estas nos indicaría un cambio abrupto en el echado, cruzamiento de fallas o hasta alguna ondulación inesperada en los límites. Con excepción a las fallas subsísmicas, los otros cambios anteriormente mencionados, la herramienta PeriScope los detectaría con anticipación.

Aplicación en la región Sur de México

Las incertidumbres geológicas de la región sur presentaron de un gran reto para la perforación de pozos horizontales, el principal de ellos consistía en la selección de la mejor formación, así como también garantizar su mayor contacto posible entre el pozo y la formación productora.

Los pozos horizontales logrados perforar en la región sur, lograron confirmar el aumento considerable de la producción de hidrocarburos.

Pozo Ogarrio 1419

Ubicado en Agua Dulce, Veracruz, el espesor del yacimiento es de 18m y se logro perforar 150 m dentro de la formación. Las principales herramientas utilizada fueron ImPulse (resistividad – rayos gamma) y VDN (Densidad – neutrón e imágenes de echados). La determinación de la trayectoria del pozo, se logro gracias a la herramienta VDN, por el cálculo de echados, mediante imágenes de densidad.

Observando la figura 64, hay un cambio en el ángulo de la trayectoria planeada con respecto a la realizada, iniciando en la longitud verdadera horizontal de 370 metros, el cual fue muy drástico para conservar al pozo dentro del yacimiento, esto es debido a que el echado resultó ser mayor (hacia abajo) con respecto a la trayectoria de perforación y no horizontal como se tenía previsto.

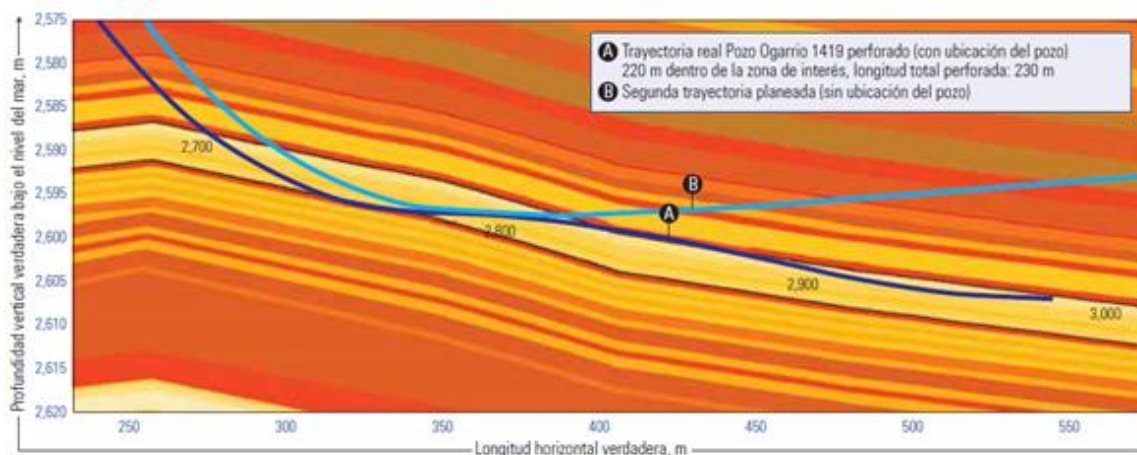


Figura 64
Comparación entre a trayectoria planeada del pozo Ogarrio 1419 línea B y la ejecutada línea A. La zona de interés se observa en amarillo muy claro, alta resistividad, encajona por capas más conductoras de color naranja.

Las dificultades encontradas en la construcción de este pozo fueron en la perforación que requería de toma de decisiones inmediatas, respecto al cambio de inclinación, con el fin de evitar que el pozo saliera del yacimiento. El uso de equipo

para la toma de registros durante la perforación LWD, facilito la toma de decisiones, evitando salir de la zona productora figura 65.

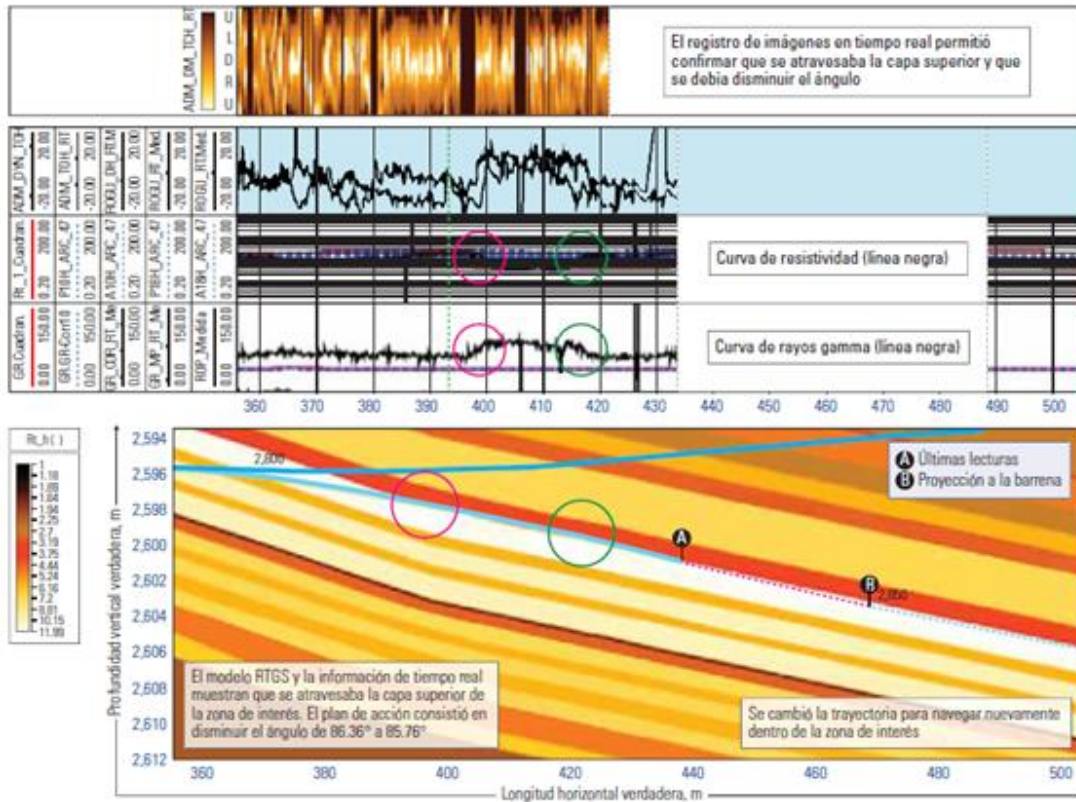


Figura 65
Cambio de dirección en el pozo Ogario 1419, para conservarse dentro del yacimiento

Los círculos en rojo y verde señalan los momentos más importantes durante la perforación, basados en las imágenes. Los valores de las curvas de rayos gamma aumentaron indicando presencia de lutita; y gracias a las imágenes estas se localizaron por la parte de arriba del pozo, es decir, que se corría el riesgo de abandonar el yacimiento por su cima. Con toda esta información, se decidió disminuir el ángulo de desviación para conservar el pozo dentro de la zona productora. Posteriormente fue necesaria otra corrección, ubicada en el círculo verde para alejarse un poco más de la lutita superior, después de este punto la geonavegación se mantuvo con una inclinación casi constante, debido que no se presentaron más cambios en el buzamiento.

Conclusiones

En esta tesis se mostro que con el desarrollo de la geonavegación se abren nuevos caminos para la explotación y desarrollo de los campos petroleros, que anteriormente no eran económicamente atractivos o que por ubicación y profundidades difíciles de alcanzar no se habían explotado.

Las mediciones que se logran en la perforación, ayudan a los ingenieros a localizar los límites de capas resistivas y de los contactos en tiempo real. Mediante la utilización de esta información se optimiza la colocación de pozos, lo que se refleja en el incremento de la producción y la disminución de número de pozos.

La tecnología ha tenido que avanzar al mismo paso que las demandas de la industria, llegando a combinar dos técnicas para mejorar la producción de un pozo, y estas son la geonavegación y la perforación horizontal, con las cuales se han visto buenos resultados en pozos mexicanos.

Bibliografía

- Drilling Engineering, Neal J. Adams, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, CopyRight 1985.
- Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX 2002.
- Hacia un mejoramiento de la producción, Oilfield Review, volumen 17, Schlumberger , octubre 2005
- Mexic Well Evaluation Conference 2010, Capitulo 2 “Alcance el yacimiento”, SCHLUMBERGER, 2010
- Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros, México SCHLUMBERGER, MCA Marketing, 1989
- Apuntes de clase del ingeniero Arellano Gil Javier